А. В. ВОРОНИН

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ТРАНСЖЕЛДОРИЗДАТ · 1952

А. В. ВОРОНИН

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ДОПОЛНЕННОЕ И ИСПРАВЛЕННОЕ

Утверждено
Главным управлением учебными заведениями МПС
в качестве учебника
для техникумов железнодорожного транспорта
специальности
«Электроподвижной состав железных дорог»
и учебного пособия специальности
«Энергоснабжение и энергетическое хозяйство
железнодорожного транспорта»

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ТРАНСПОРТНОЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
Москва 1958

В книге описаны устройство, схемы коммутации, электрическая аппаратура и релейная защита электрических станций и тяговых подстанций. Даны основы расчета линий электропередачи, устройств энергоснабжения, токов короткого замыкания; приведены сведения об электрокоррозии подземных сооружений, перенапряжениях в проводах связи и мешающем действии на проводную связь и радиосвязь, возникающих при электрической тяге, и мерах борьбы с этими явлениями.

Книга утверждена Главным управлением учебными заведениями МПС в качестве учебника для техникумов железнодорожного транспорта специальности «Электроподвижной состав железных дорог» и учебного пособия специальности «Энергоснабжение и энергетическое хозяйство железнодорожного транспорта».

Редактор инж. *Н. И. СИДОРОВ*

ВВЕДЕНИЕ

Практическое использование электрической энергии стало возможным в результате достижений науки в области электроэнергетики. Огромное значение имели открытия наших соотечественников. Здесь необходимо в первую очередь отметить работы Ф. А. Пироцкого, П. Н. Яблочкова, Д. А. Лачинова, М. О. Доливо-Добровольского.

Несмотря на большие заслуги отечественных ученых и инженеров в развитии электроэнергетики, общий уровень энергетического хозяйства в царской России был весьма низок. В 1913 г. общая мощность электрических станций России составляла только 1,1 млн. *квт*, а годовое производство электроэнергии — 1,9 млрд. *квт·ч*. По выработке электрической энергии Россия занимала 15-е место в мире.

Электрификация народного хозяйства в нашей стране получила широкое развитие только после Великой Октябрьской социалистической революции.

По инициативе В. И. Ленина в начале 1920 г. была создана Государственная комиссия по электрификации России (ГОЭЛРО), которая объединила все лучшие творческие силы страны и разработала план развития народного хозяйства на базе его электрификации.

Комиссия ГОЭЛРО работала по прямым заданиям и под руководством В. И. Ленина. Ее возглавил Г. М. Кржижановский. В результате деятельности комиссии ГОЭЛРО был создан исторический план электрификации РСФСР, одобренный в декабре 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов.

План ГОЭЛРО предусматривал комплексное решение вопросов электрификации всех отраслей народного хозяйства, в том числе и железнодорожного транспорта. Намечалось в течение 10—15 лет построить 30 электростанций, при этом выработка электроэнергии должна была возрасти до 8,8 млрд. *квт·ч* в год. Согласно плану увеличение выработки электроэнергии предусматривалось достигнуть в основном за счет сооружения крупных районных электростанций.

По плану ГОЭЛРО намечалось электрифицировать несколько магистралей и участков железных дорог, главным образом с трудным горным профилем и пригородных. В плане подчеркивалось, что создание энергетической базы для обеспечения электроэнергией железных дорог с электрической тягой явится мощным стимулом роста промышленности и электрификации сельского хозяйства

в районах, примыкающих к железной дороге. В плане ГОЭЛРО указывалось, что «Таким образом, электрическая сверхмагистраль обращается в широкую культурную полосу, по оси которой движется мощный поток товаров». Такое комплексное решение вопросов электрификации транспорта, промышленности и сельского хозяйства стало возможным только в условиях планового социалистического хозяйства.

Задания плана ГОЭЛРО были успешно выполнены с превышением к 1931 г.

В 1922 г. была пущена Каширская районная электрическая станция, работающая на подмосковном угле, и построена первая в СССР 110-*кв* линия электропередачи Кашира — Москва.

В том же году вступила в строй Ленинградская электрическая станция «Красный Октябрь», а в 1925 г. Шатурская, работающие на торфе. В 1926 г. закончилось сооружение Волховской, а в 1927 г. Земоавчальской гидроэлектрических станций и т. д. Эти электрические станции явились основой энергетической базы нашей страны.

Благодаря мудрой политике Коммунистической партии и Советского правительства одновременно с широкой электрификацией страны было обеспечено бурное развитие отечественной энергетической и электротехнической промышленности. За годы пятилеток энергетическое хозяйство развивалось еще более быстрыми темпами. В 1932 г. вступила в строй крупнейшая в Европе Днепровская, а в 1933 г. — Нижне-Свирская гидроэлектрические станции. Распределение электрической энергии, вырабатываемой этими электрическими станциями, было осуществлено линиями электропередачи напряжением 154 и 220 *кв* протяженностью в несколько сотен километров.

В 1940 г. СССР по выработке электроэнергии вышел на 2-е место в мире, отстав только от США.

Энергетическое строительство продолжалось и в годы Великой Отечественной войны в восточных районах нашей страны. Разрушенные во время войны электростанции были полностью восстановлены к началу 1951 г. В 1950 г. выработка электроэнергии превысила уровень 1940 г. на 87% и составила около 91 млрд. *квт·ч*.

Вдвое увеличилась мощность электростанций за годы пятой пятилетки (1951—1955 гг.). Выработка электроэнергии в 1957 г. достигла 209,5 млрд. *квт·ч*. Введены в эксплуатацию Куйбышевская, Камская, Горьковская, Иркутская и многие другие крупные гидроэлектрические станции; развернуто строительство Сталинградской, Новосибирской гидроэлектростанций; начато строительство крупнейшей в мире Братской гидроэлектростанции на реке Ангаре, мощность которой составит 3 200 тыс. *квт*, и многих других. В годы пятой пятилетки в СССР введена в эксплуатацию первая в мире атомная электростанция мощностью 5 000 *квт*.

Еще более величественные задачи в развитии электрификации поставлены в Директивах XX съезда КПСС по шестому пятилетнему плану. Выработка электроэнергии в 1960 г. по сравне-

нию с 1955 г. должна увеличиться на 87%, достигнув 320 млрд. *квт·ч*. Производство электроэнергии в нашей стране составляло (в млрд. *квт·ч*):

1913 г.	1930 г.	1940 г.	1950 г.	1955 г.
1,9	8	48	91	170

За период 1955—1960 гг. общая мощность тепловых электростанций должна увеличиться в 2,2 раза, гидроэлектростанций — в 2,7 раза, а протяженность электрических сетей напряжением 35—220 *кв* возрасти в 2,2 раза. Завершится строительство Сталинградской, Новосибирской и других крупнейших гидроэлектростанций. В годы шестой пятилетки в районах, которые не имеют собственной топливной базы, будут сооружены атомные электростанции общей мощностью 2—2,5 млн. *квт*.

Электрификация СССР осуществляется в следующих направлениях:

1. Дальнейшее развитие энергосистем и их объединение. В частности, уже в годы шестой пятилетки будет создана единая энергетическая система Европейской части Советского Союза.

2. Строительство крупных электростанций и линий электропередачи в новых районах, т. е. проникновение электрификации вглубь страны, что будет способствовать освоению и развитию новых районов. Огромный экономический эффект при этом будет получен благодаря дальнейшей централизации выработки электроэнергии.

3. Более широкое применение одновременной выработки электрической и тепловой энергии и газа.

4. Дальнейшее расширение областей использования электрической энергии в промышленности, в сельском хозяйстве, на транспорте и в быту.

Применение электрической тяги на железнодорожном транспорте имеет огромное народнохозяйственное значение и является одной из основных работ, которые проводятся по электрификации нашей страны.

Электрическими железными дорогами (электрической тягой) называют такие дороги, локомотивы которых получают питание от стационарных электрических станций, объединенных, как правило, при помощи линий электропередачи в энергетические системы весьма большой мощности. Энергетические системы состоят из электрических станций, линий электропередачи, повысительных и понизительных подстанций и тепловых сетей, которые связаны в одно целое общностью режима работы и непрерывного процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии.

На стационарных электрических станциях для выработки электрической энергии можно использовать самые разнообразные энергетические ресурсы (различные виды топлива, гидроэнергию, атомную энергию и т. д.), многие из которых не представляется возможным использовать при других видах тяги. При централи-

зованной выработке электрической энергии на стационарных электростанциях большой мощности обеспечиваются более высокие энергетические показатели использования топлива и меньшая стоимость электроэнергии, чем при применении передвижных установок сравнительно небольшой мощности.

В условиях социалистического хозяйства Советского Союза вопросы электрификации народного хозяйства, и в частности, железнодорожного транспорта, решаются комплексно. Поэтому при электрификации железнодорожных линий одновременно решаются вопросы снабжения электрической энергией населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных потребителей, расположенных в районе пролегания железнодорожной линии, что имеет большое государственное значение.

При питании электрических железных дорог от стационарных электрических станций может быть обеспечена высокая степень надежности и бесперебойности снабжения электрической энергией электроподвижного состава. Централизованное снабжение электрической энергией от мощных энергосистем позволяет применять электровозы весьма большой мощности, которая необходима для вождения поездов большого веса на линиях с трудным профилем. Решение этой задачи встречает значительные трудности при других видах тяги.

При питании электрических железных дорог от тепловых конденсационных электростанций общий среднеэксплуатационный к. п. д. электрической тяги составляет 15—18%. В дальнейшем, при применении на электрических станциях новых, более экономичных типов энергетического оборудования, этот к. п. д. может быть увеличен до 20—21% и более.

В случае питания электрических железных дорог от теплоэлектроцентралей, т. е. электростанций, вырабатывающих как электрическую, так и тепловую энергию, к. п. д. электрической тяги составляет 30—40%. В настоящее время общая мощность таких электростанций составляет в СССР около 30% всей мощности тепловых электростанций.

Следует иметь в виду, что более чем на 75% тепловых электрических станций используется местное низкосортное топливо (торф, бурые угли, сланцы, штыб и т. д.). Тепловые электрические станции обычно размещаются в местах добычи используемого ими топлива, что исключает необходимость перевозки его по железным дорогам.

Особенно эффективно применение электрической тяги при питании ее от гидроэлектрических станций. В этом случае отпадает необходимость затрачивать топливо на тягу поездов и к. п. д. электрической тяги составляет около 60%. Сейчас около 19% всей электроэнергии, потребляемой электрифицированными линиями, вырабатывается на гидроэлектрических станциях.

В перспективе питание линий с электрической тягой в ряде случаев будет также осуществляться от атомных электростанций, что позволит использовать атомную энергию для тяги поездов.

Электрическая и тепловозная тяга к 1970 г. должна полностью вытеснить на наших железных дорогах малоэкономичную, отживающую свой век паровую тягу, среднеэксплуатационный к. п. д. которой не превышает 4—5%.

При электрической тяге может быть обеспечена наиболее высокая пропускная и провозная способность железнодорожных линий. Одновременно с этим электрификация железных дорог требует значительных капиталовложений и затрат цветного металла, которые могут быть оправданы только при высоких размерах движения и грузопотоков.

Вопрос об электрификации железных дорог, как было указано выше, был поставлен еще при разработке исторического плана ГОЭЛРО. Однако практическое применение электрической тяги на железных дорогах потребовало проведения серьезных подготовительных работ.

Первой была электрифицирована дорога пригородного типа, соединяющая г. Баку с нефтяными промыслами Сабунчи и Сураханы (1926 г.). В 1929 г. вступил в эксплуатацию первый электрифицированный участок Московского железнодорожного узла Москва—Мытищи Северной дороги, в 1932 г. — первый участок с электровозной тягой Хашури — Зестафони (Сурамский перевал) Закавказской дороги.

В последующие годы электрическая тяга на советских железных дорогах получает все более широкое применение. В послевоенные годы осуществлен переход от электрификации отдельных участков к электрификации целых железнодорожных направлений. Ниже приведены данные о протяженности железнодорожных линий, переведенных на электрическую тягу в СССР (в тыс. *км*):

1932 г.	1935 г.	1937 г.	1940 г.	1950 г.	1954 г.	1957 г.
0,2	1,0	1,6	1,9	3,0	4,9	7,7

В соответствии с Директивами XX съезда КПСС в шестом пятилетии будет переведено на электрическую тягу 8 100 *км* железнодорожных линий. Генеральным планом электрификации железных дорог, рассчитанным на 15 лет (до 1970 г.), предусмотрен перевод на электрическую тягу железных дорог общей протяженностью 40 тыс. *км*. На электрическую тягу будут переводиться основные наиболее грузонапряженные направления, линии с интенсивным пассажирским движением, участки с трудным горным профилем и пригородные участки крупных столичных и промышленных центров нашей страны с большим объемом пассажирских перевозок.

Глава I

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

1. ОБЩИЕ СХЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Общая принципиальная схема энергоснабжения электрической железной дороги показана на рис. 1.

Трехфазный переменный ток частотой 50 *гц*, вырабатываемый генераторами электрической станции, поступает на повысительную подстанцию, где при помощи трансформаторов повышается напряжение его и затем электроэнергия передается по линии электропередачи на тяговую подстанцию.

На тяговых подстанциях дорог постоянного тока трехфазный переменный ток преобразуется при помощи ртутновыпрямительных агрегатов в постоянный ток требуемого напряжения. На тяговых подстанциях дорог однофазного тока промышленной частоты напряжение трехфазного переменного тока понижается при помощи трансформаторов до требуемой величины.

От преобразовательных подстанций электрическая энергия подводится к электроподвижному составу через тяговую сеть. На дорогах однофазного тока промышленной частоты питание отдельных участков тяговой сети производится от различных фаз с чередованием их в определенной последовательности для создания более равномерной загрузки отдельных фаз энергосистемы.

Тяговая сеть состоит из контактной и рельсовой сетей, которые используются в качестве прямого и обратного проводов и питающих линий, соединяющих тяговую подстанцию с контактной и рельсовой сетями.

Электрические станции, линии электропередачи и районные подстанции, при помощи которых осуществляется питание электроэнергией тяговых подстанций, обычно называют первичной частью системы энергоснабжения электрических железных дорог, а тяговые подстанции и тяговую сеть — тяговой частью системы энергоснабжения.

Тяговые подстанции, как правило, используются также для питания районных, нетяговых нагрузок (если в месте расположения тяговой подстанции отсутствует районная подстанция).

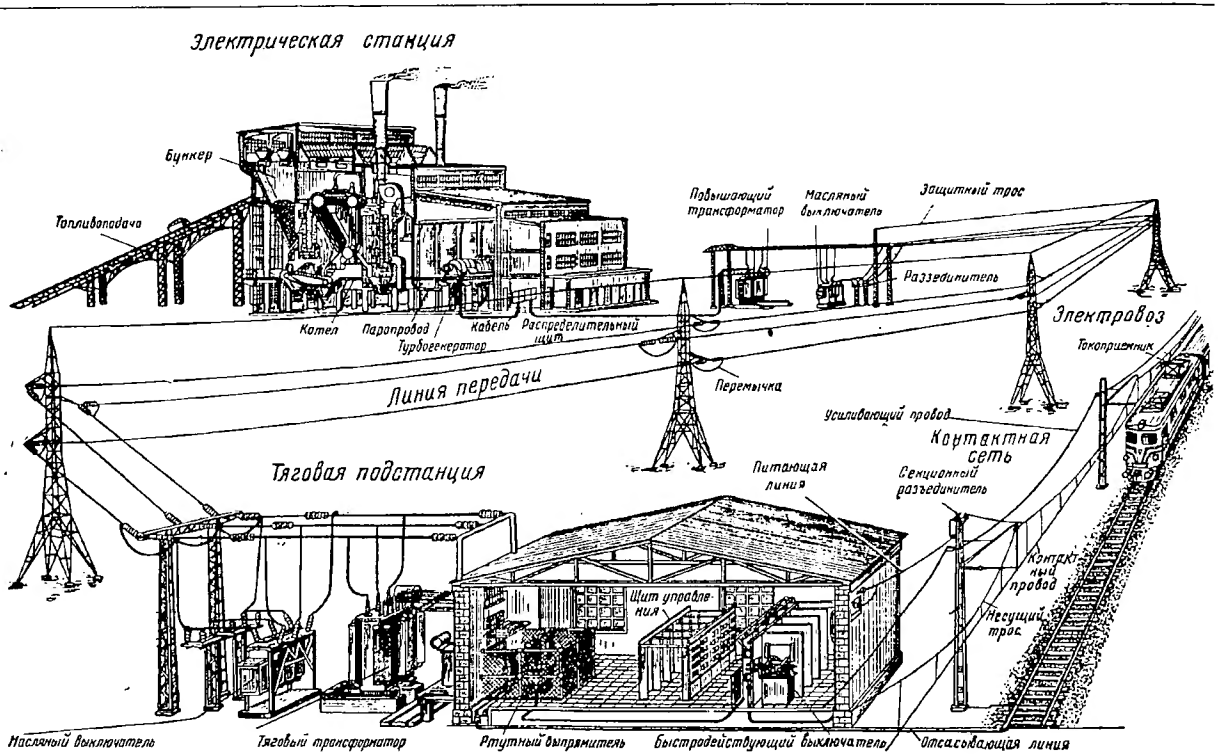


Рис. 1. Общая принципиальная схема энергоснабжения электрической железной дороги

Для этого на тяговых подстанциях постоянного тока устанавливают специальные трансформаторы, а на тяговых подстанциях дорог однофазного тока промышленной частоты питание электрической тяги и районных потребителей может осуществляться от одних и тех же трансформаторов. При электрификации железных дорог на однофазном токе промышленной частоты на районных подстанциях для питания электрической железной дороги могут устанавливаться специальные трансформаторы (если районная подстанция расположена достаточно близко от полотна железной дороги). Такие подстанции называются совмещенными.

Важнейшее требование, предъявляемое как к первичной, так и к тяговой части системы энергоснабжения, — это обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения электрической железной дороги. Поэтому при проектировании устройств энергоснабжения электрической железной дороги предусматривается резервирование этих устройств, чтобы при выводе из работы того или иного элемента системы энергоснабжения не нарушалось нормальное движение поездов электрифицированной железной дороги.

Энергетические системы объединяют обычно несколько электрических станций. При выходе из работы одной из них остальные обеспечивают питание электроэнергией наиболее ответственных потребителей, к которым относятся и электрические железные дороги. Кроме того, на электрических станциях и районных подстанциях устанавливают резервные агрегаты.

Питание каждой тяговой подстанции, как правило, осуществляется не менее чем по двум линиям электропередачи. При выходе из строя одной из них питание электроэнергией тяговой подстанции обеспечивают остальные линии электропередачи.

Основные элементы оборудования тяговых подстанций (преобразовательные агрегаты, трансформаторы, выключатели и т. д.) также резервируются. При полном выпадении из работы одной из тяговых подстанций питание электроэнергией тяговой сети осуществляется оставшимися тяговыми подстанциями, но обычно обеспечивается движение несколько меньших размеров. Кроме того, на электрических железных дорогах предусматриваются передвижные (на железнодорожном ходу) тяговые подстанции, преобразовательные агрегаты и трансформаторы которых могут временно заменять стационарные тяговые подстанции и основные агрегаты подстанций при выходе их из строя.

Количество питающих линий выбирается таким образом, чтобы при выходе из строя одной из них можно было обеспечить питание тяговой сети, используя оставшиеся линии.

Особое положение занимает контактная сеть, не имеющая дублирующих устройств. Для обеспечения большей надежности и бесперебойности работы этого важнейшего элемента устройств энергоснабжения электрических железных дорог предъявляют повышенные требования к надежности работы и запасу проч-

ности устройств контактной сети. Кроме того, контактная сеть разделяется на отдельные, изолированные друг от друга участки (секции), которые нормально соединены между собой через секционные разъединители и выключатели. При помощи этих разъединителей и выключателей отдельные секции контактной сети можно отключать в случаях их повреждения или производства ремонта. Тогда движение поездов на участках пути других секций контактной сети не нарушается.

Перечисленные мероприятия обеспечивают высокую надежность и бесперебойность питания электроэнергией поездов на линиях с электрической тягой. Вопросы резервирования основных элементов системы энергоснабжения более подробно будут рассмотрены в соответствующих главах.

2. СХЕМЫ ПИТАНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Схемы питания тяговых подстанций весьма разнообразны и определяются для каждого конкретного случая в зависимости от расположения электрических станций, районных подстанций, линий электропередачи и тяговых подстанций, а также ряда других факторов. Наиболее типичные схемы питания тяговых подстанций

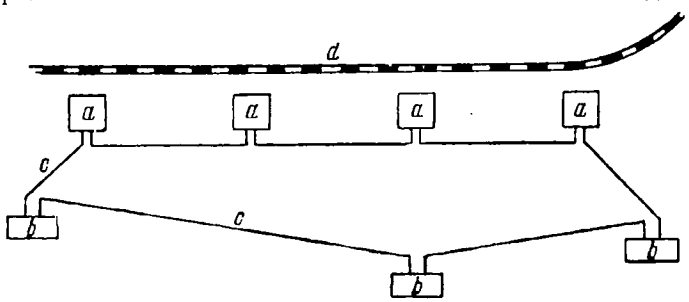


Рис. 2. Кольцевая схема питания тяговых подстанций

показаны на рис. 1—5. На этих схемах приняты следующие обозначения: *a* — тяговые подстанции; *b* — электрические станции или районные подстанции; *c* — линии электропередачи, при этом одной линией показана одноцепная линия электропередачи, а двумя — двухцепная линия и *d* — линия железной дороги.

а) Кольцевая схема питания (рис. 2). В этом случае две или больше электростанций или районных подстанций и все тяговые подстанции соединены линиями электропередачи в одно кольцо. Кольцевая схема питания является одной из наиболее надежных. При этой схеме питания одновременное выпадение из работы линии электропередачи и одной из электростанций или районных подстанций, при сохранении транзита электроэнергии через их шины, не приводит к нарушению питания ни одной из тяговых подстанций.

б) Схема двустороннего питания от двух электростанций или районных подстанций (рис. 3). В этом случае линии электропередачи, подходящие к тяговым подстанциям, соединяются через их шины. Для увеличения надежности питания электрической энергией тяговых подстанций линии электропередачи выполняются двухцепными, при этом каждая цепь рассчитывается на полную потребляемую мощность.

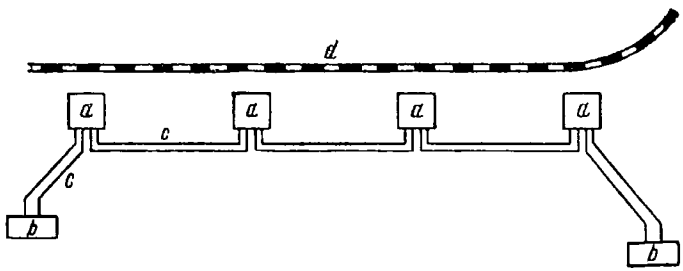


Рис. 3. Схема двустороннего питания тяговых подстанций

в) Схема одностороннего питания от одной электрической станции или от районной подстанции (рис. 4). Надежность питания электрической

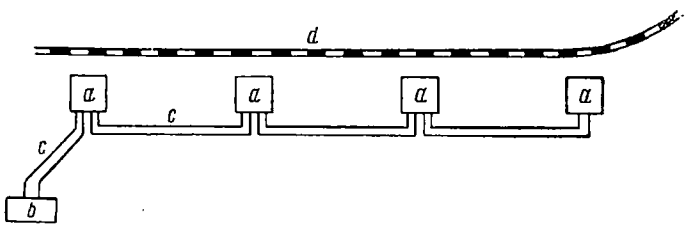


Рис. 4. Схема одностороннего питания тяговых подстанций

энергией тяговых подстанций в этом случае несколько ниже, чем при кольцевом и двустороннем питании. Схема одностороннего питания применяется в случаях, когда в районе имеется только одна электрическая станция или районная подстанция. Для обеспечения большей надежности снабжения электроэнергией при одностороннем питании применяются двухцепные линии электропередачи.

При двустороннем и одностороннем питании каждая цепь линии электропередачи может заходить не на все тяговые подстанции, а через одну, в шахматном порядке. При этих условиях имеется возможность снизить стоимость тяговых подстанций за счет уменьшения числа вводов.

г) Схема радиального питания (рис. 5). При этой схеме каждая тяговая подстанция соединяется с электриче-

ской станцией или районной подстанцией самостоятельной двухцепной линией электропередачи.

На практике часто применяют различного рода комбинации приведенных наиболее типичных схем питания тяговых подстанций. Тяговые подстанции, на шины которых заводятся линии электропередачи, называются опорными.

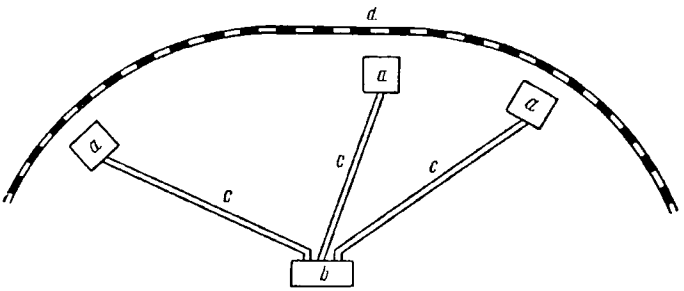


Рис. 5. Схема радиального питания тяговых подстанций

Схему коммутации и устройства защиты электрических станций, районных и тяговых подстанций выбирают таким образом, чтобы в случае выхода из строя одного из элементов системы энергоснабжения происходило автоматическое его отключение без нарушения питания электроэнергией электрической железной дороги и других потребителей.

Вопросы для повторения

1. Принципиальная схема энергоснабжения электрической железной дороги и ее элементы.
2. Как осуществляется комплексное энергоснабжение тяговых и районных потребителей?
3. Основные схемы питания тяговых подстанций.

Глава II

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ

1. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ИХ РАЗВИТИЯ

Схемы устройств электроснабжения электрических железных дорог, методы расчета и выбора параметров этих устройств в значительной степени зависят от принятой системы электрической тяги. Система электрической тяги определяется родом тока и величиной напряжения, которые подводятся через тяговую сеть к токоприемникам электровозов и моторных вагонов.

Применяемые системы электрической тяги могут быть разделены на следующие основные группы: система постоянного тока, трехфазного тока, однофазного тока пониженной частоты и однофазного тока промышленной частоты. Каждая из систем имеет свои преимущества и недостатки и получила то или иное практическое применение на различных этапах электрификации железных дорог в разных странах.

В СССР при электрификации железных дорог в настоящее время применяется система электрической тяги на постоянном токе напряжением 3 000 *в* (номинальное, т. е. расчетное, напряжение на токоприемнике электроподвижного состава.) При этой системе электрической тяги, согласно ГОСТу 6962—54, среднее выпрямленное напряжение на шинах тяговых подстанций при номинальной нагрузке преобразовательных агрегатов и номинальном напряжении в питающей сети составляет 3 300 *в*, а напряжение в тяговой сети на участках, где применяется рекуперативное торможение, не должно превышать 4 000 *в*. В начальный период электрификация пригородных участков осуществлялась на постоянном токе 1 500 *в*. С 1947 г., после освоения промышленностью производства моторвагонного подвижного состава на 3 000 *в*, при электрификации пригородных участков с моторвагонной тягой также применяется система постоянного тока напряжением 3 000 *в*. В последнее время ряд пригородных участков, ранее электрифицированных на постоянном токе 1 500 *в*, в связи с продолжением электрификации линий и применением на них электровозной тяги, переведен на 3 000 *в*. Решение этой задачи было облегчено использованием на таких участках в период перехода моторвагонных секций на два

напряжения: 1 500/3 000 *в*. Согласно ГОСТу 6962—54, применение электрической тяги на постоянном токе 1 500 *в* допускается только на участках, введенных в эксплуатацию до 1 января 1955 г.

На метрополитене применяется система электрической тяги постоянного тока 750 *в*, а на трамвайных и троллейбусных линиях для обеспечения большей безопасности — 550 *в* постоянного тока.

Система постоянного тока 3 000 *в* для электрификации железных дорог СССР была принята еще в 1920 г. при разработке исторического плана ГОЭЛРО на основании результатов технико-экономического сравнения различных систем электрической тяги, проведенного под руководством проф. А. В. Вульфа. Это решение для того периода времени являлось весьма прогрессивным.

Многолетний опыт электрификации железных дорог СССР на постоянном токе 3 000 *в* показал эксплуатационную надежность и высокую технико-экономическую эффективность электрической тяги по сравнению с паровой. Однако недостаточно высокое напряжение при этой системе электрической тяги приводило к необходимости сооружения большого количества тяговых подстанций и подвески проводов контактной сети значительного сечения, что связано с большими капиталовложениями и затратами цветного металла на электрификацию железнодорожных линий. Этот недостаток сказывался все сильнее по мере роста грузонапряженности, весов поездов и скоростей движения на линиях с электрической тягой.

Уже проф. А. В. Вульф в указанной работе в число сравниваемых систем включил систему электрической тяги на однофазном токе напряжением 20 000 *в* с электровозами, имеющими расщепители фаз и асинхронные тяговые двигатели.

Вопрос о системе электрической тяги рассматривался в 1921 г. VIII Всероссийским электротехническим съездом, который признал целесообразным электрификацию первоочередных линий осуществить на постоянном токе 3 000 *в*. По решению съезда эта система должна была быть пересмотрена после проведения соответствующих опытов.

Проблема выбора системы тока и напряжения в СССР была поставлена снова в 1931 г. в связи с развертыванием работ по электрификации железных дорог. Работы по технико-экономическому сравнению различных систем электрической тяги были выполнены комиссией под председательством проф. С. И. Курбатова, которая пришла к выводу о необходимости разработки и опытной проверки системы электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты. Одновременно комиссия отметила, что до окончания этих работ электрификацию железных дорог необходимо продолжать на постоянном токе 3 000 *в*.

В последующий период был выполнен ряд научно-исследовательских, проектных и опытных работ по системе электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты. Наиболее важным в этой проблеме являлось решение вопросов, связанных с соз-

данием достаточно простых и надежных в работе электровозов и моторных вагонов для дорог однофазного тока.

Значительные работы были проведены по исследованию и созданию опытных образцов однофазных коллекторных тяговых двигателей (работы акад К. И. Шенфера, канд. техн. наук Л. М. Шельднера и др.).

Акад. В. С. Кулебакиным в 1934 г. было выдвинуто предложение о создании конденсаторного электровоза с асинхронным тяговым двигателем, а в дальнейшем проведена разработка электровоза этого типа, в частности выполнен проект магистрального конденсаторного электровоза.

Наибольший практический интерес представляли работы по созданию электровоза однофазно-постоянного тока с ртутным выпрямителем. Заводом «Динамо» им. С. М. Кирова был разработан и в 1938 г. построен опытный образец магистрального электровоза этого типа (ОР22). Электровоз имел мощность 2 040 *квт* при часовом режиме и был рассчитан на напряжение 20 *кв*. Заводские, а затем полигонные испытания этого электровоза на экспериментальном кольце выявили целый ряд его преимуществ по сравнению с электровозами постоянного тока (более высокие тяговые свойства, возможность плавного регулирования скорости в широких пределах и т. д.).

Испытания показали, что выпрямитель, установленный на электровозе, работает достаточно надежно при тряске и резких толчках. Одновременно с этим испытания электровоза ОР22 показали, что разборные ртутные выпрямители того времени с насосами для поддержания вакуума и водяным охлаждением еще мало отвечают условиям эксплуатации на электроподвижном составе.

В целом уровень техники того времени еще не позволял удовлетворительно решить задачу создания достаточно простых и надежных в работе электровозов и сделать решительных выводов в пользу широкого применения электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты при электрификации железных дорог в СССР. Разработка вопросов применения этой системы электрической тяги была прервана в 1941 г. в связи с Великой Отечественной войной.

В 1951 г. Академией наук СССР и МПС на основе анализа результатов ранее выполненных работ, учета успехов, достигнутых в области выпрямителестроения и электромашиностроения, и итогов дополнительного технико-экономического сравнения эффективности применения различных систем электрической тяги было выдвинуто предложение о необходимости разработки, опытной проверки и подготовки к внедрению электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты повышенного напряжения. Это предложение встретило единодушную поддержку со стороны ведущих специалистов в области электрификации железных дорог, и были приняты соответствующие решения о проведении необходимых исследовательских, опытных и проектных работ.

В зарубежных странах вопрос выбора системы тока и напряжения для электрификации железных дорог на отдельных этапах применения электрической тяги получал различное решение.

Начало применения электрической тяги на магистральных железных дорогах относится к 1895 г., когда железная дорога Балтимора—Огайо (США) электрифицировала головной участок небольшой протяженности с тоннелем около города Балтимора. Электрификация в данном случае была осуществлена на постоянном токе 600 *в* с питанием электровозов от третьего рельса. В последующие годы электрификация железных дорог на постоянном токе получила развитие в ряде зарубежных стран, однако это были участки местного значения небольшой протяженности; при этом напряжение не превышало 600—750 *в*.

Система трехфазного тока впервые была применена при электрификации в 1902 г. железнодорожной линии Вальтеллина протяженностью 106 *км*, расположенной в северной части Италии. При электрификации этой линии было принято напряжение 3 000 *в* при частоте 15 *гц*.

В дальнейшем (1900—1927 гг.) электрическая тяга на трехфазном токе получила некоторое распространение на железных дорогах северной Италии и в Испании, где применялось напряжение 3—6 *кв* пониженной частоты ($16^2/_3$ и 20 *гц*). При электрической тяге трехфазного тока применяется двухпроводная контактная сеть, по проводам которой к электроподвижному составу подводятся две фазы, а третья фаза подводится через рельсы.

Основным недостатком системы электрической тяги трехфазного тока является очень сложная контактная сеть, особенно на крупных станциях. Кроме того, при двухпроводной контактной сети не представляется возможным обеспечить надежное токоснимание при высоких скоростях движения, а относительно малые электрические зазоры между проводами контактной сети разных фаз практически не позволяют поднять напряжение при этой системе электрической тяги более 6—10 *кв*.

Вследствие указанных недостатков система трехфазного тока за последний период не применяется при электрификации новых линий, а ряд линий, ранее электрифицированных в Италии на трехфазном токе, впоследствии был переведен на постоянный ток 3 000 *в*. Кроме этого, оставшиеся в Италии линии, ранее электрифицированные на трехфазном токе, в ближайшее время также намечается перевести на постоянный ток.

В 1901—1906 гг. была разработана и в дальнейшем получила применение электрическая тяга на однофазном токе пониженной частоты. Разработка и применение этой системы электрической тяги были вызваны трудностями, которые возникли при эксплуатации двухпроводной контактной сети на дорогах трехфазного тока, и недостаточной экономичностью системы постоянного тока при сравнительно небольших напряжениях в тяговой сети, которые применялись в то время. Применение пониженной частоты

в данном случае было вызвано трудностями создания надежных и экономичных в эксплуатации мощных однофазных коллекторных тяговых двигателей промышленной частоты.

В данном случае оптимальной являлась частота 15 *гц*. В дальнейшем была принята частота $16^2/_3$ *гц*, являющаяся кратной 50 *гц*, что позволило питание электрических дорог однофазного тока осуществлять не только от специальных электрических станций, но и от трехфазных сетей общего пользования, используя машинные преобразователи фаз и частоты.

В начальный период применения электрической тяги питание осуществлялось от специальных электростанций, так как электростанции и сети общего пользования в основном питали осветительную нагрузку, поэтому были сравнительно небольшой мощности и не могли обеспечивать питание тяговых нагрузок. При этих условиях использование для электрической тяги пониженной, нестандартной частоты, естественно, не встречало препятствий.

Впервые система электрической тяги пониженной частоты была применена в Швейцарии при электрификации участка Зеебах — Виттенген Лечбергской железной дороги.

Основным преимуществом электрической тяги на однофазном токе явилась возможность повышения напряжения в тяговой сети до 15 *кв* и более, что позволило снизить сечение проводов контактной сети до величины, определяемой условиями механической устойчивости контактной подвески, и одновременно увеличить расстояния между тяговыми подстанциями до 60—80 *км*. На электровозах однофазного тока пониженной частоты устанавливаются трансформаторы, понижающие напряжение тяговой сети до 400—600 *в*, которое подается на тяговые коллекторные двигатели однофазного тока последовательного возбуждения.

В последующем система электрической тяги 15 *кв*, $16^2/_3$ *гц* получила широкое применение при электрификации железных дорог в Швеции, Швейцарии, Германии, Австрии и Норвегии, где она принята в качестве стандартной.

Снабжение электроэнергией дорог, электрифицированных на однофазном токе $16^2/_3$ *гц*, осуществляется от специальных электростанций, вырабатывающих однофазный ток пониженной частоты, или от сетей общего пользования через преобразовательные подстанции. В первом случае недостатком является необходимость сооружения специальных электростанций и линий электропередачи при наличии развитых энергосистем общего пользования и невозможность в связи с этим осуществлять комплексное энергоснабжение электрической тяги и районных потребителей. Во втором случае применяются тяговые подстанции с вращающимися преобразователями фаз и частоты, которые дороги и малоэкономичны. В виде опыта для этой цели в Германии были применены статические (ионные) преобразователи фаз и частоты, однако и в этом случае тяговые подстанции получаются сложнее и дороже, чем подстанции дорог постоянного тока.

В США для питания электрических железных дорог используется однофазный ток частотой 25 *гц*, который вырабатывается электрическими станциями общего пользования, так как эта частота в свое время являлась промышленной.

В процессе дальнейшего развития системы электрической тяги на постоянном токе напряжение было поднято вначале до 1 500 *в*, а затем до 3 000 *в*. Впервые электрическая тяга на постоянном токе 3 000 *в* была применена в 1915 г. при электрификации железнодорожной линии Чикаго — Мильвоки (США). Опыт электрификации этой линии показал достаточно высокую надежность и хорошие технико-экономические показатели электрической тяги постоянного тока 3 000 *в*. В дальнейшем эта система электрической тяги получила широкое распространение и, кроме СССР, применяется в Италии, США, Польше, Чехословакии, Бельгии, Испании и ряде других стран.

Широкому распространению электрической тяги постоянного тока способствовало применение в 20-х годах на тяговых подстанциях простых и экономичных в работе ртутных выпрямителей для преобразования трехфазного переменного тока в постоянный.

Большое внимание зарубежных специалистов привлекала и система электрической тяги однофазного тока промышленной частоты.

Еще в 1917 г. венгерский инж. Кандо, который в 1900 г. участвовал в проектировании электрификации Северо-Итальянской линии Вальтеллина, сконструировал электровоз однофазного тока промышленной частоты с вращающимся преобразователем и асинхронным тяговым двигателем, имеющим групповой привод. После опытной проверки на участке протяженностью 16 *км* Будапешт — Аланг (1923—1932 гг.) в Венгрии в 1932 г. была электрифицирована железнодорожная линия Будапешт — Хадьяшхаллом протяженностью 187*км* на однофазном токе промышленной частоты напряжением 15*кв*.

Разработка системы электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты проводилась в Германии, где в 1936 г. был электрифицирован опытный участок железнодорожной линии Холленталь протяженностью 57 *км*.

На основе изучения германского опыта была организована разработка и опытная проверка системы электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты во Франции, где в 1950 г. был электрифицирован на однофазном токе опытный участок Экс-ле-Бен—Ля-Рош-Сюр Форон Савойской линии протяженностью 78 *км*, а в 1954—1955 гг. — грузонапряженная линия Валансьенн — Тионвиль. При этом были проверены в условиях эксплуатации электровозы однофазного тока различных систем. В настоящее время система электрической тяги однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 *кв* принята в качестве основной для дальнейшей электрификации французских железных дорог взамен применявшейся ранее системы электрической тяги постоянного тока 1 500 *в*.

Опыт применения электрической тяги однофазного тока промышленной частоты во Франции использован при электрификации от-

дельных участков по этой системе в Бельгийском Конго, Турции, Португалии и Японии.

В марте 1956 г. Британская транспортная комиссия приняла решение о применении электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты для электрификации 1 945 *км* железных дорог в Англии.

В табл. 1 приведены данные, характеризующие протяженность железнодорожных линий, электрифицированных с применением различных систем тока и напряжения в зарубежных странах по состоянию на конец 1957 г. Как видно из данных табл. 1, наибольшее распространение получила система электрической тяги постоянного тока различных напряжений (65,9%). На втором месте стоит система однофазного тока пониженной частоты (28,2%). Применение электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты в настоящее время начинает только развиваться.

Таблица 1

Протяженность железнодорожных линий, электрифицированных на различных системах тока и напряжения в различных странах

Система тока и напряжения	Протяженность электрифицированных линий	
	в *км*	в %
Постоянный ток напряжением менее 1 500 *в*	8 552	12,7
Постоянный ток напряжением от 1 500 до 3 300 *в*	35 881	53,2
Однофазный ток пониженной частоты ($16^2/_3$ *гц*), напряжением 11—15 *кв*	16 838	25,0
Однофазный ток частоты 25 *гц*, напряжением 6,6—11 *кв*	2 196	3,2
Однофазный ток промышленной частоты 50 *гц*, напряжением 6,6—25 *кв*	2 338 (8 944)*	3,5
Трехфазный ток	1 459	2,4
Всего	67 264 (8 944)*	100

* Протяженность строящихся и проектируемых линий в зарубежных странах, которые не включены в общую сумму.

2. ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

При электрической тяге на постоянном токе тяговые двигатели и двигатели вспомогательных машин электроподвижного состава питаются непосредственно от тяговой сети без преобразования энергии на локомотиве. Величина напряжения постоянного тока, подводимого к электроподвижному составу, в этом случае всегда являлась компромиссом между двумя противоречивыми тенденциями:

стремлением повысить это напряжение, чтобы уменьшить затраты на устройства энергоснабжения (тяговые подстанции и контактную сеть), и желанием сохранить напряжение на тяговых двигателях близким к оптимальному значению с точки зрения их конструкции. Обычно считают, что величина такого оптимального напряжения лежит в пределах 600—800 *в*. При электрической тяге постоянного тока 3 000 *в* тяговые двигатели проектируются на номинальное напряжение на коллекторе 1 500 *в* (при двух последовательно соединенных двигателях), а их корпусная изоляция рассчитывается на напряжение 4 000 *в*. Дальнейшее повышение напряжения хотя и является возможным с технической точки зрения, но привело бы к снижению надежности работы тяговых двигателей и к увеличению их веса на единицу мощности, а следовательно, к ухудшению эксплуатационных показателей электроподвижного состава. При более высоком напряжении встретились бы серьезные трудности в создании электровозов большой мощности, необходимых для вождения поездов большого веса с высокими скоростями. Следует отметить, что решение этой задачи встречает определенные трудности уже при напряжении 3 000 *в*.

Применение на электроподвижном составе установок, преобразующих электроэнергию постоянного тока высокого напряжения в электроэнергию постоянного или переменного тока более низкого напряжения, пригодную для питания тяговых двигателей, хотя принципиально возможно и технически осуществимо, но приводит к слишком сложным и дорогим решениям.

При электрификации железных дорог на постоянном токе из-за недостаточно высокого напряжения системы расстояние между тяговыми подстанциями обычно не превышает 20—30 *км* при сечении проводов контактной сети до 400 *мм*^{2} и более на путь в медном эквиваленте.

Одновременно следует отметить, что путем проведения ряда мероприятий технико-экономические показатели электрической тяги на постоянном токе 3 000 *в* могут быть несколько улучшены. Основными из этих мероприятий являются автоматизация работы тяговых подстанций и постов секционирования и применение телеуправления устройствами энергоснабжения, использование новых, более совершенных типов преобразовательных агрегатов и другого оборудования на тяговых подстанциях и применение упрощенных, сборноблочных их конструкций при централизованном изготовлении. Реализация указанных мероприятий позволит снизить стоимость подстанций и сократить эксплуатационные расходы, что сделает экономически выгодным размещать тяговые подстанции на более близких расстояниях друг от друга и соответственно снизить сечение проводов контактной сети. Однако в этом случае величины токов нагрузки, снимаемых с контактной сети, остаются теми же. Поэтому возможности уменьшения сечения проводов контактной сети будут ограничиваться условиями нагрева проводов и токоснимания.

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ТЯГА НА ОДНОФАЗНОМ ТОКЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ В СССР

При питании электроподвижного состава переменным током возможно при помощи трансформаторов, имеющих высокий к. п. д., понижать на локомотивах напряжение тяговой сети до требуемой величины, т. е. иметь величину напряжения в тяговой сети оптимальной с точки зрения устройств электроснабжения, а величину напряжения, подводимого к тяговым двигателям и другим агрегатам

Рис. 6. Автоматическая тяговая подстанция железной дороги, электрифицированной на однофазном токе промышленной частоты

электроподвижного состава, — наиболее целесообразной по условиям их конструкции и работы в эксплуатации. Кроме того, переключением секций обмоток трансформатора имеется возможность регулировать напряжение, подводимое к тяговым двигателям, и этим избежать потери энергии в пусковых сопротивлениях, которые имеются при применении электровозов и моторных вагонов постоянного тока.

При электрической тяге на однофазном токе величина напряжения в тяговой сети может быть увеличена до 20 35 *кв*. При таком напряжении в тяговой сети расстояние между подстанциями может быть повышено до 50 -70 *км* и более и одновременно уменьшено сечение проводов контактной сети в большинстве случаев до величины, которая необходима для обеспечения механической устойчивости контактной подвески. Таким образом, количество тяговых подстанций при электрической тяге на переменном токе по сравнению с электрической тягой на постоянном токе 3 000 *в* уменьшается в 2—3 раза и соответственно сокращается численность обслу-

живающего персонала. Кроме того, при электрической тяге на переменном токе промышленной частоты значительно упрощаются и удешевляются тяговые подстанции, где вместо преобразовательных агрегатов с ртутными вентилями дорог постоянного тока устанавливаются простые трансформаторы. На рис. 6 показана автоматическая тяговая подстанция дороги однофазного тока промышленной частоты, а на рис. 7 для сравнения — автоматическая тяговая подстанция при постоянном токе.

При электрической тяге на однофазном токе имеется возможность располагать тяговые подстанции на большем расстоянии от полотна железной дороги. Это позволяет в ряде случаев, как уже было указано, совмещать тяговые подстанции с районными, что дополнительно сокращает затраты на тяговые подстанции при электрификации дорог на переменном токе промышленной частоты.

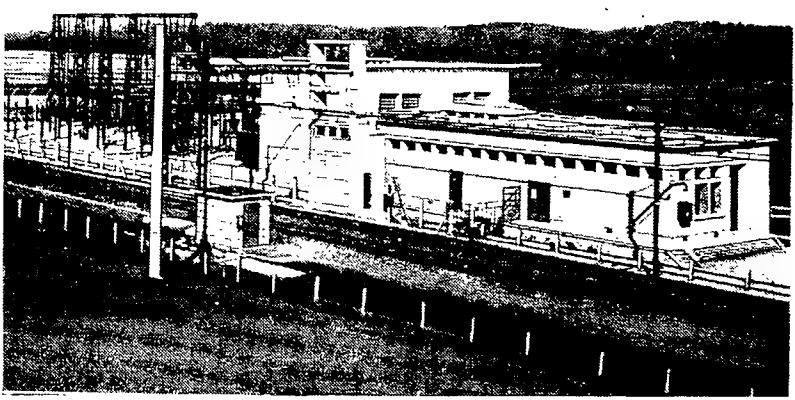


Рис. 7. Автоматическая тяговая подстанция железной дороги, электрифицированной на постоянном токе

Стоимость устройств электроснабжения при электрической тяге на переменном токе с ростом размеров движения, весов поездов и скоростей увеличивается значительно меньше, чем при постоянном токе. Это делает особенно эффективным применение электрической тяги на переменном токе при электрификации грузонапряженных линий с большими размерами движения, при этом наивыгоднейшие в экономическом отношении скорости движения поездов получаются несколько выше, чем при постоянном токе. При электрической тяге на переменном токе практически отпадает не-

обходимость в проведении специальных мероприятий по защите подземных сооружений от коррозии блуждающими токами.

Благодаря сокращению количества тяговых подстанций, упрощению их конструкции и облегчению контактной сети значительно снижаются затраты труда (на 30—40%) и ускоряются работы по электрификации железных дорог, что является весьма ценным преимуществом системы электрической тяги на переменном токе промышленной частоты при осуществлении большой программы работ по электрификации железных дорог.

Наиболее сложной задачей при применении электрической тяги на переменном токе является создание достаточно простых и надежных в работе электровозов и моторных вагонов. Особенность электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты заключается в том, что в этом случае возможно применение ряда различных систем электроподвижного состава.

В настоящее время наиболее перспективной системой являются электровозы однофазно-постоянного тока со статическими (ионными) преобразователями. Эти электровозы имеют тяговые двигатели постоянного тока, которые питаются от смонтированной на электровозе выпрямительной установки, состоящей из трансформатора и одноанодных безнасосных вентилей. Разгон и регулирование скорости поезда осуществляются изменением напряжения, подводимого к тяговым двигателям, переключением секций вторичной обмотки трансформатора.

Несмотря на наличие на электровозах однофазно-постоянного тока со статическими преобразователями выпрямительной установки, их стоимость равна или даже несколько ниже стоимости электровозов постоянного тока 3 000 *в* той же мощности. Это достигается за счет упрощения пускорегулирующей аппаратуры, отсутствия пусковых сопротивлений и значительного облегчения веса тяговых двигателей, которые выполняются на оптимальное напряжение, а также упрощения двигателей вспомогательных машин.

Среднеэксплуатационный к. п. д. электровозов однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями составляет 82%, т. е. ниже, чем у электровозов постоянного тока. Однако общий к. п. д. системы электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты при использовании электровозов этого типа несколько выше, чем при постоянном токе, вследствие меньших потерь энергии в тяговой сети и на тяговых подстанциях.

Основными недостатками электровозов однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями являются наличие гармоник в кривой тягового тока и относительно невысокий коэффициент мощности (примерно 0,85). Однако имеются возможности к устранению этих недостатков в дальнейшем проведением соответствующих мероприятий.

В перспективе на электровозах однофазно-постоянного тока могут найти применение мощные полупроводниковые (кремниевые) выпрямители.

Из других систем электровозов однофазного тока наибольший интерес представляют электровозы однофазно-многофазного тока с короткозамкнутыми асинхронными тяговыми двигателями.

Результаты технико-экономического сравнения эффективности применения электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты 25 *кв* и на постоянном токе 3 000 *в*, проведенного в СССР проектными организациями в 1955—1956 гг. на конкретном полигоне железнодорожных линий общим протяжением 3 500 *км*, показали, что единовременные затраты на электрификацию с учетом стоимости электровозов при постоянном токе на 17—20% больше, чем при переменном токе (без учета затрат на каблирование линий связи), эксплуатационные расходы на дорогах постоянного тока выше примерно на 7,5%. Одновременно с этим при применении электрической тяги на переменном токе затраты цветного металла на устройства электроснабжения сокращаются в 2—2,5 раза.

Приведенные данные показывают, что система электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты является перспективной и должна получить широкое применение при электрификации железных дорог в СССР.

В настоящее время в СССР на однофазном токе промышленной частоты 20 *кв* работает опытный участок Ожерелье — Павелец Московско-Курско-Донбасской дороги протяжением 137 *км*. Новочеркасским электровозостроительным заводом построена партия электровозов однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями, а также выполнен ряд исследовательских, опытных и проектных работ, связанных с подготовкой к внедрению новой перспективной системы электрической тяги. В соответствии с Директивами XX съезда КПСС по шестому пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР промышленность обязана освоить серийное производство магистральных электровозов однофазного тока промышленной частоты. Это позволит начать широкое внедрение в шестом пятилетии электрической тяги на однофазном токе промышленной частоты при электрификации железных дорог.

Для электрификации первоочередных линий на переменном токе промышленной частоты принято напряжение 25 *кв*.

Вопросы энергоснабжения электрических железных дорог в учебнике будут рассматриваться применительно как к системе постоянного тока 3 000 *в*, так и к системе однофазного тока промышленной частоты.

Вопросы для повторения

1. Чем характеризуются системы электрической тяги, каковы их преимущества и недостатки?
2. Особенности электрической тяги на постоянном токе 3 000 *в*.
3. Электрическая тяга на однофазном токе промышленной частоты и перспективы ее применения при электрификации железных дорог в СССР.

Глава III

ПЕРВИЧНАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Первичной частью системы энергоснабжения, как было указано выше, называют совокупность электрических станций, районных подстанций и линий электропередачи, от которых осуществляется питание электрической энергией тяговых подстанций электрической железной дороги.

Современный уровень техники позволяет осуществлять передачу электрической энергии от электрических станций и районных подстанций к пунктам ее потребления на большие расстояния. Это сделало возможным строить тепловые электрические станции в местах, где имеются залежи угля, торфа, сланцев и т. п., широко использовать гидроэнергию рек.

Стоимость электрических станций, отнесенная к 1 *квт* установленной мощности, существенно уменьшается с увеличением их мощности. Поэтому централизация производства электрической энергии на крупных электрических станциях имеет огромное экономическое и народнохозяйственное значение. Одновременно с этим развитие электрификации промышленности и сельского хозяйства во многих случаях обусловливает целесообразность и необходимость строительства электростанций небольшой и средней мощности (до 25 000 *квт*).

Электрическая энергия, вырабатываемая электрическими станциями, подводится к пунктам ее потребления при помощи электрических сетей, которые включают подстанции и линии электропередачи различного напряжения.

Электрическую энергию можно вырабатывать и распределять как на постоянном, так и на переменном токе. Как известно, в Советском Союзе для этой цели принята система трехфазного переменного тока частотой 50 *гц*.

Генераторы электрической энергии и ее приемники строятся на определенные напряжения. Передавать электрическую энергию, вырабатываемую электрическими станциями, на большие расстояния экономически выгодно при высоком напряжении, так как в этом случае уменьшается величина тока, протекающего в проводах линии. Одновременно с этим повышение напряжения приводит

к росту стоимости трансформаторов, изоляции линий и вызывает увеличение размеров установок. Поэтому в каждом отдельном случае величина наиболее выгодного напряжения устанавливается на основании технико-экономических расчетов.

Для повышения и понижения напряжения электроэнергии трехфазного тока применяются силовые трансформаторы, которые достаточно просты, надежны в работе и позволяют осуществлять трансформацию электроэнергии с высоким к. п. д.

Электрические установки трехфазного переменного тока в СССР выполняются на стандартные напряжения, величины которых приведены в табл. 2.

Таблица 2

Номинальные напряжения трехфазного тока 50 *гц* (в *кв*)

Приемники электрической энергии	Генераторы	Трансформаторы	
		Первичная обмотка	Вторичная обмотка
3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11,0
—	15,75	15,75	—
35	—	35	38,5
110	—	110	121
(154)	—	154	169
220	—	220	242

Дополнительно для мощных гидрогенераторов и турбогенераторов мощностью 100 тыс. *квт* принято номинальное напряжение 13,8 *кв*, а для турбогенераторов мощностью 150 тыс. *квт* — 18,0 *кв*.

В табл. 2 даны значения междуфазовых номинальных напряжений. Номинальным напряжением называют такое напряжение, на которое рассчитаны, нормально работают и дают наибольший экономический эффект приемники электрической энергии, генераторы и трансформаторы.

Электрические сети (линии электропередачи) характеризуются номинальным напряжением приемников электрической энергии, питание которых они осуществляют. Генераторы электрической энергии строятся на номинальное напряжение, которое на 5% превышает соответствующее номинальное напряжение сети (номинальное напряжение приемника электроэнергии) для компенсации потери в ней напряжения. По тем же соображениям номинальные напряжения вторичных обмоток повышающих и понижающих трансформаторов приняты на 10% выше соответствующих номинальных напряжений приемников электроэнергии (3,3; 6,6; 11,0; 38,5; 121; 169 и 242 *кв*). Для коротких линий предусмотрена возможность применения трансформаторов, у которых номинальное напряжение вторичных обмоток превышает номинальное напряжение приемников электроэнергии только на 5%, т. е. 3,15; 6,3 и 10,5 *кв*.

Первичные обмотки трансформаторов являются приемниками электрической энергии. В связи с этим их номинальные напряжения приняты равными соответствующим номинальным напряжениям сети, т. е. 3,6; 10; 35; 110; 154 и 220 *кв*.

Если трансформаторы подсоединены непосредственно к выводам генераторов, сборным шинам электростанций или подстанций, то номинальное напряжение их первичных обмоток принимают на 5% выше номинального напряжения сети, т. е. 3,15; 6,3; 10,5 и 15,75 *кв*. При указанных величинах номинальных напряжений генераторов, первичных и вторичных обмоток трансформаторов можно выбирать их таким образом, чтобы в начале каждой линии сети напряжение превышало на 5% напряжение приемника электроэнергии, а в конце линии было на 5% меньше этого напряжения. Отсюда номинальным напряжением линии можно считать среднее арифметическое значение напряжений в начале и конце линии, которое равно соответствующему номинальному напряжению приемника электрической энергии.

Напряжение 154 *кв*, которое в табл. 2 взято в скобки, не рекомендуется для применения и допускается только при расширении уже выполненных установок на это напряжение.

2. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

В зависимости от рода используемой энергии для первичных двигателей, которые приводят во вращение электрические генераторы на электрических станциях, их подразделяют на тепловые, гидроэлектрические, атомные, ветроэлектрические.

В настоящее время электрическая энергия главным образом вырабатывается на тепловых и гидроэлектрических станциях. Начаты и все шире развиваются работы по использованию атомной (внутриядерной) энергии для промышленной выработки электрической энергии. Ветроэлектрические станции пока еще строят редко и сравнительно небольшой мощности.

Имеются технические возможности использовать для выработки электрической энергии и другие источники природных энергетических ресурсов. К ним относятся солнечная энергия, тепло земных недр, энергия морских приливов и отливов. Эти источники природных энергетических ресурсов в настоящее время практически еще не используются для промышленного производства электрической энергии. Однако имеется немало различных проектов и предложений по их использованию, некоторые из которых осуществлены в виде опытных установок.

Ниже приводятся краткие сведения о тепловых, гидравлических и атомных электростанциях.

Тепловые электрические станции. В зависимости от типа первичного двигателя тепловые станции могут быть: а) с паровыми турбинами, б) с паровыми машинами, в) с двигателями внутреннего сгорания и г) с газовыми турбинами.

В настоящее время на тепловых электрических станциях в качестве первичных двигателей главным образом применяются паровые турбины. Электрические станции с паровыми машинами (локомобильные) строятся на сравнительно небольшие мощности. К. п. д. таких электростанций составляет примерно 11—12%.

Электрические станции с двигателями внутреннего сгорания (дизельные) являются экономически менее выгодными, чем электростанции с паровыми турбинами, несмотря на то, что к. п. д. дизельных электростанций составляет 32—33%. Стоимость оборудования дизельных электростанций значительно выше, чем паротурбинных (примерно в 1,5—2,0 раза); дизель требует частой остановки для ревизий и мелкого ремонта, а паровые турбины могут работать без остановки в течение года и более. В связи с этим новые дизельные электростанции в Советском Союзе, как правило, не строятся, а существующие коммунальные электростанции этого типа постепенно реконструируются, при этом дизели заменяются паровыми турбинами.

Применение электрических станций с газовыми турбинами может дать существенные преимущества по сравнению с паротурбинными установками. Однако вопрос о применении газовых турбин на электростанциях находится еще в стадии исследований и изысканий.

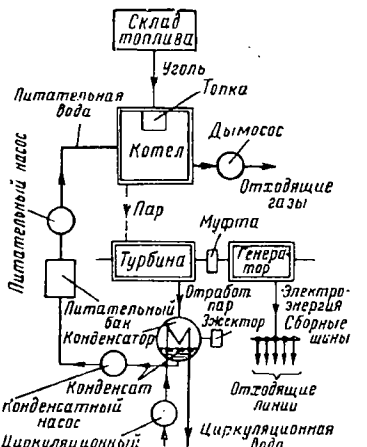


Рис. 8. Упрощенная схема конденсационной паротурбинной электростанции

Паротурбинные электрические станции разделяются на конденсационные и теплофикационные. В первом случае электростанции вырабатывают только электроэнергию, а во втором — как электроэнергию, так и тепло для потребителей.

Упрощенная схема конденсационной паротурбинной электростанции показана на рис. 8. Уголь или другой вид топлива из склада поступает в котельную, где происходит его сжигание в топках котлов. Продукты горения, отсасываясь дымососом, проходят по газоходам котла, отдавая при этом тепло его поверхности нагрева, а затем выбрасываются через трубу в атмосферу.

Пар из парового котла по паропроводам поступает в турбину и приводит во вращение ее ротор. Вал последнего соединен с валом генератора тока. Турбина и генератор тока соединены в один агрегат, который называют турбогенератором. Электроэнергия, вырабатываемая генератором, поступает на сборные шины станции, а затем по отходящим линиям в сеть.

В турбине пар, проходя ряд ступеней, совершает механическую работу, при этом его давление и температура снижаются. Отработавший пар поступает в конденсатор. В конденсаторе отработавший пар охлаждается, в результате чего происходит его конденсация. Охлаждение пара в конденсаторе осуществляется холодной водой, которая подается циркуляционным насосом из реки, озера, пруда или другого источника водоснабжения. Сконденсированный пар (вода) из конденсатора подается насосом в питательный бак, а затем питательным насосом снова в котел. Таким образом, в паротурбинных установках вода, пар и конденсат обращаются по замкнутому циклу, что обеспечивает наименьшее загрязнение воды.

В конденсаторе поддерживается разрежение (вакуум) на определенном уровне (от 0,03 до 0,04 *ат*) при помощи эжекционной установки. Применение конденсаторов позволяет повысить к. п. д. и обеспечить замкнутый цикл использования котловой воды.

Часть пара (1—2%) теряется за счет утечек в уплотнениях вала турбины, в эжекционной установке и т. д. В связи с этим для восполнения потерь пара и конденсата применяются специальные водоподготовительные устройства, в которых вода, поступающая из источника водоснабжения, проходит через отстойники, фильтры и водоумягчительные установки.

Только часть тепла, которая выделяется при сгорании топлива, преобразуется в электрическую энергию. Современные конденсационные паротурбинные электростанции имеют к. п. д. примерно 25—30%. Остальная часть тепла не производит полезной работы и теряется на электростанции.

Наибольшая потеря тепла происходит в конденсаторе. Эта потеря тепла в 2,5—3,0 раза превышает количество тепла, которое преобразуется в электрическую энергию.

Для снижения потерь тепла в конденсаторе применяют так называемый регенеративный подогрев конденсата, поступающего обратно в котел, используя для этой цели тепло пара, частично отработавшего в турбине.

Вторым методом снижения потерь в конденсаторе является увеличение температуры и давления пара, поступающего в турбину (повышение параметров пара). Если до Великой Отечественной войны на наших электростанциях в большинстве случаев применялся пар давлением 29 *ат* и температурой 400°С, то в настоящее время мощные турбины строятся на давление пара до 170 *ат* при температуре 480—550°С. Это позволило снизить расход пара на 1 *квт·ч* с 4—4,5 до 3,5 *кг* и соответственно повысить к. п. д. с 23—25 до 30%. В ближайшее время параметры пара будут еще повышены.

К. п. д. тепловой электростанции может быть легко найден из следующего соотношения, если известен расход топлива на 1 *квт·ч* выработанной электроэнергии:

$$\eta_{эс} = \frac{860 \cdot 100}{a_m \cdot 7\,000} = \frac{12{,}3}{a_m}\ \%, \qquad (1)$$

где a_m — расход условного топлива на 1 *квт·ч* выработанной электроэнергии;

860 — тепловой эквивалент 1 *квт·ч* в *ккал*;

7 000 — теплотворная способность 1 *кг* условного топлива в *ккал*.

Например, если на 1 *квт·ч* электроэнергии на тепловой электростанции затрачивается 0,45 *кг* условного топлива, то ее к. п. д. равен

$$\eta_{эс} = \frac{12{,}3}{0{,}45} = 27{,}3\%.$$

Резко снизить потери тепла в конденсаторе и соответственно повысить к. п. д. возможно применением комбинированной выработки на электростанциях тепловой и электрической энергии. Такие электрические станции называются теплоэлектроцентралями. Теплоэлектроцентрали оборудуются специальными теплофикационными турбинами.

Носителями тепловой энергии, вырабатываемой на теплоэлектроцентралях, являются водяной пар или горячая вода. Пар используется промышленными предприятиями, а горячая вода — для отопления зданий и других нужд. Одним из преимуществ централизованного теплоснабжения является значительно более высокий к. п. д. котельных установок на крупных электростанциях, который достигает 85—90%, в то время как к. п. д. небольших котельных установок, применяемых для центрального отопления отдельных зданий, составляет только 45—50%.

Тепловую энергию можно передавать на значительно меньшие расстояния, чем электрическую. Поэтому теплоэлектроцентрали строятся обычно в крупных городах или около промышленных предприятий.

Потребность тепловых потребителей в паре и горячей воде определяет количество пара, отбираемого с различных ступеней турбины. На теплоэлектроцентралях для подогрева воды применяются бойлеры. Они состоят из цилиндрического корпуса, в котором расположен пучок трубок малого диаметра. Через эти трубки под действием специального насоса проходит вода, которая подогревается до температуры около 90°. В бойлер пар подается из турбины под давлением примерно 1,2 *ат* и, охлаждаясь в нем, конденсируется и поступает в общую систему питания котлов. Температура горячей воды, подаваемой потребителям для отопления и бытовых нужд, обычно поддерживается в пределах 100—120°, а в очень холодные дни — несколько выше. В связи с этим применяется дополнительный ее подогрев до указанной температуры.

В зависимости от условий работы потребителей давление пара может быть различным. Обычно на теплоэлектроцентралях уста-

навливаются однотипные теплофикационные турбины с одной или двумя регулируемыми ступенями отбора пара. Давление пара при отборе выбирают таким образом, чтобы основная группа его потребителей была удовлетворена этим давлением.

Для обеспечения других потребителей паром требуемых параметров применяются так называемые трансформаторы тепла различных типов, которые позволяют без значительной потери тепловой энергии изменять давление и температуру пара до требуемых величин.

Тепловая энергия в виде горячей воды и пара от теплоэлектроцентрали подводится к потребителям по специальным трубопроводам. Только часть пара, которая не использована потребителями тепловой энергии, поступает в конденсатор турбины. Поэтому потери в конденсаторе при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии значительно снижаются и увеличивается общий к. п. д. установки. Общий к. п. д. теплоэлектроцентралей достигает 70—80%.

Идея применения комбинированной выработки электрической и тепловой энергии принадлежит нашим ученым и инженерам (проф. В. Л. Кирпичеву и др.).

В настоящее время мощность теплофикационных агрегатов составляет около 30% общей мощности всех тепловых электростанций Советского Союза. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в нашей стране получает все более широкое развитие. Советский Союз в этом вопросе значительно опередил передовые капиталистические страны, в том числе США, и занимает первое место в мире.

Мощность современных тепловых электрических станций районного значения достигает сотен тысяч киловатт. В качестве топлива на электростанциях используются отходы, которые получаются при добыче угля, сланцы, торф и другие виды местного топлива. В ряде случаев в качестве топлива используется природный газ, а на электростанциях металлургических заводов — доменный и коксовый газ. Обычно газ используется как дополнение к твердому, а иногда и к жидкому топливу, которое является основным. Жидкое топливо — весьма ценный продукт и на электростанциях используется только в исключительных случаях, когда не представляется возможным применить другое местное топливо.

Современные электрические станции являются крупными и сложными промышленными предприятиями, имеющими ряд цехов. Топливный цех обеспечивает подачу топлива в котельную при помощи соответствующих транспортных средств. Кроме этого, цех имеет резервные запасы топлива, которые используются в случае прекращения подвоза топлива на электростанцию.

При применении в качестве топлива бурых и каменных углей и сланцев обычно производится их размельчение, а затем тонкий размол и сжигание топлива в пылевидном состоянии. При этих

условиях обеспечивается более полное сгорание топлива и соответственно больший к. п. д. котельной установки.

Приготовление пыли осуществляется в топливоприготовительном цехе, где вначале производится грубое дробление топлива, а затем его тонкий размол в специальных мельницах. Угольная пыль транспортируется воздухом в бункера по трубам. В топки котлов пыль вдувается через форсунки воздухом, который предварительно подогревается отходящими топочными газами. Такой предварительный подогрев воздуха позволяет снизить потери тепла с отходящими газами и повысить к. п. д. котельной установки.

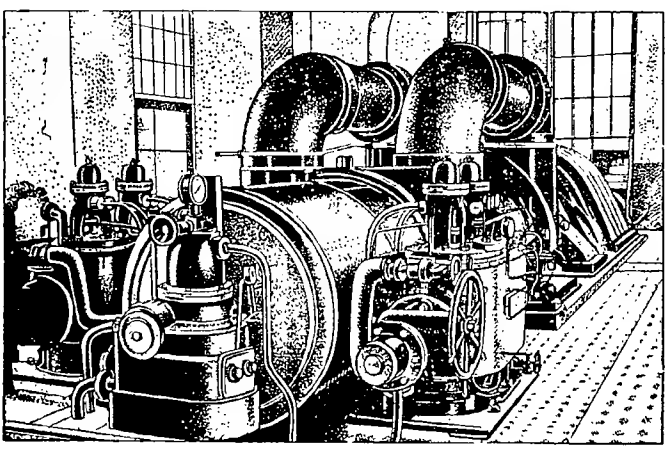


Рис. 9. Турбогенератор

На теплофикационных станциях потери конденсата достигают 40%. Потери воды восполняются добавкой ее из источника водоснабжения после соответствующей водоподготовки.

На электростанциях одним из основных цехов является котельный, в котором производится испарение конденсата и перегрев полученного пара до требуемой температуры. В машинном цехе при помощи турбогенераторов энергия пара преобразуется в электрическую. На рис. 9 показан турбогенератор. На конденсационных электростанциях применяются турбогенераторы мощностью до 100 000 *квт* и выше. Теплофикационные турбины обычно применяются меньшей мощности, как правило, не превышающей 25 000 *квт*. В современных турбогенераторах применяется водородное охлаждение, что позволяет повысить их к. п. д. примерно на 0,8—1,0%.

Наконец, последним цехом является распределительное устройство, описанное подробно ниже, которое принимает электроэнергию, вырабатываемую генераторами, и отдает ее по линии электропередачи в сеть.

Гидроэлектрические станции. Огромное народнохозяйственное значение имеет использование гидроэнергетических ресурсов рек (белый уголь) для выработки электрической энергии.

Наша страна располагает колоссальными гидроэнергетическими ресурсами. На реках Советского Союза можно построить гидроэлектростанции, способные вырабатывать более 1 700 млрд. *квт·ч* электроэнергии в год, что примерно в 8 раз превышает количество электроэнергии, выработанной всеми электростанциями СССР в 1957 г.

Вследствие большого объема строительных работ, в частности земляных, которые необходимо выполнить при сооружении гидроэлектрических станций, единовременные затраты на 1 *квт* установленной мощности получаются больше, чем при тепловых электростанциях. Однако если учесть стоимость угольных шахт, которые необходимо построить для обеспечения топливом тепловых электростанций, то разница в стоимости 1 *квт* установленной мощности на гидроэлектрических и тепловых станциях снижается, а в отдельных случаях эта стоимость на гидроэлектрических станциях получается примерно равной стоимости 1 *квт* установленной мощности на тепловых электростанциях.

Одновременно эксплуатационные расходы и себестоимость электроэнергии на гидроэлектрических станциях в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях. Если стоимость электроэнергии на крупных тепловых станциях составляет примерно 10 коп. за 1 *квт·ч*, то на гидроэлектростанциях — 2 коп.

Широкое использование гидроэнергетических ресурсов дает огромную экономию топлива. Например, для выработки того количества электроэнергии, которое дадут в год Куйбышевская и Сталинградская гидростанции, на тепловых электростанциях потребовалось бы расходовать около 10 млн. *т* высококачественного угля.

Одновременно со строительством мощных гидроэлектрических станций решаются вопросы улучшения судоходства, а в ряде случаев — вопросы орошения засушливых земель.

В СССР, как уже было указано, широко проводится строительство крупных гидроэлектрических станций. В 1956 г. на гидроэлектрических станциях нашей страны было выработано около 15% электроэнергии. В дальнейшем этот процент значительно возрастет.

На рис. 10 показан поперечный разрез гидроэлектрической станции. Русло реки преграждается плотиной *1*. В результате создается разность в уровне воды до и после плотины. Вода, задержанная плотиной, по водоподводящему каналу поступает в спиральную камеру и далее в ротор турбины. Вследствие разностей верхнего *2* и нижнего *3* уровней вода, проходя по водоподводящему каналу, приобретает значительную скорость. Проходя через ротор турбины, вода приводит его во вращение, теряя накопленную кинетическую энергию. Из ротора вода вытекает через выходной канал. Генератор расположен на одном валу с турбиной.

Заводами нашей промышленности изготовляются радиально-осевые и поворотно-лопастные турбины для напоров воды от 3 до 250 *м* мощностью от 0,6 до 125 000 *квт*.

Современные гидроэлектрические станции строятся полностью автоматизированными, т. е. пуск, остановка, контроль и регулирование агрегатов станции в процессе их работы производятся автоматически, без участия обслуживающего персонала.

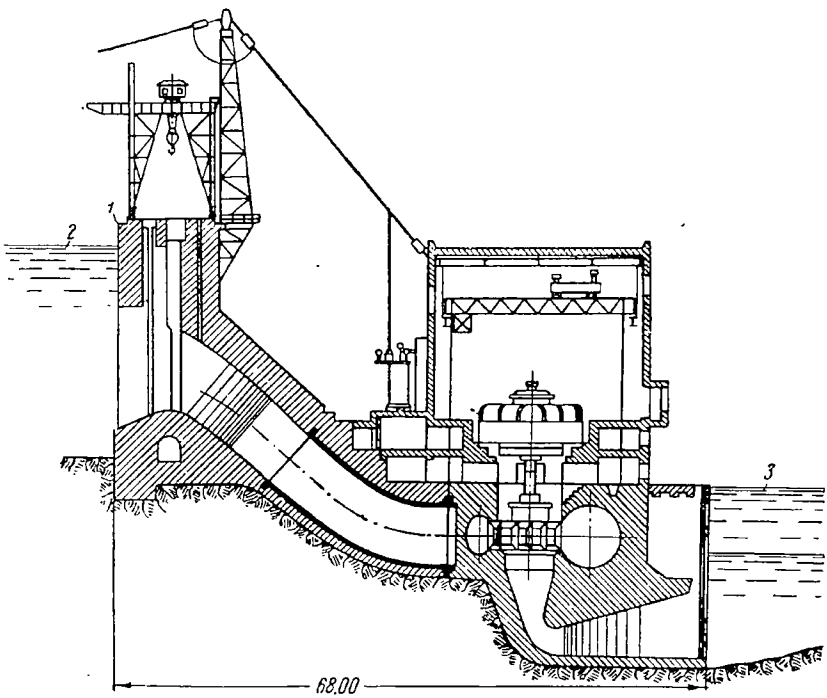


Рис. 10. Поперечный разрез гидроэлектрической станции

Расход воды в реках обычно изменяется в течение года, соответственно изменяется и мощность, которую может отдавать гидроэлектрическая станция. В связи с этим часто применяется совместная работа гидроэлектрических и тепловых электростанций, воспринимающих бóльшую нагрузку в периоды года, когда снижается расход воды. Лучшее использование гидроэнергии в этом случае обеспечивается применением регулирования стока воды из водохранилищей, в которых запасают воду в периоды большого расхода воды и используют ее, когда расход воды в реке уменьшается (сезонное регулирование).

Сезонное регулирование требует водохранилищ с большим объемом.

Возможно также применение сравнительно небольших водохранилищ, используемых для регулирования мощности, отдаваемой гидроэлектростанцией в течение суток. В этом случае гидрогенераторы станции в часы пик работают с полной мощностью, частично используя воду из водохранилища, а в остальное время с недогрузкой, при этом вода, поступающая из реки, частично используется для пополнения водохранилища. При этих условиях имеется возможность полного использования расхода воды в реке в течение суток при изменении мощности, отдаваемой электрической станцией.

На рис. 11 показан общий вид машинного зала гидроэлектрической станции.

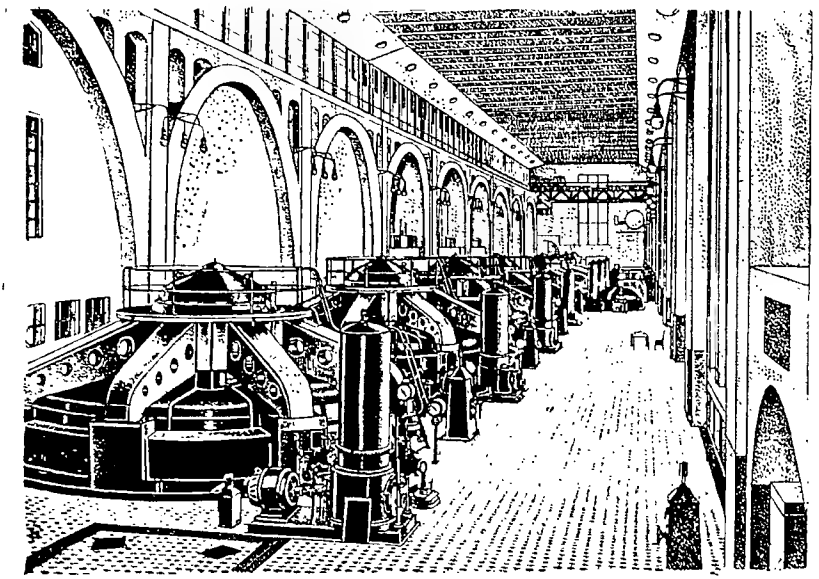


Рис. 11. Общий вид машинного зала гидроэлектрической станции

Атомные электростанции. Атомная энергетика является еще очень молодой отраслью. Первая в мире промышленная атомная электростанция Академии наук СССР полезной мощностью 5 000 *квт* была построена и пущена в эксплуатацию в нашей стране 27 июня 1954 г. Директивами XX съезда КПСС предусмотрено в 1956—1960 гг. строительство атомных электростанций общей мощностью 2—2,5 млн. *квт*. Эти электростанции в основном будут сооружаться в районах, которые не имеют собственной топливной базы. Имеются основания ожидать, что стоимость электроэнергии на таких электростанциях составит 10—20 коп. за 1 *квт·ч*, т. е. будет близка к стоимости электроэнергии, вырабатываемой на мощных тепловых электростанциях.

В качестве ядерного горючего на атомных электростанциях в настоящее время практически могут быть использованы уран и торий. Мировые запасы только одного урана содержат в 20—40 раз больше энергии, чем имеется в мировых запасах угля и нефти. По предварительной оценке мировые запасы тория превышают запас урана. Это открывает широкие возможности к развитию атомной энергетики.

Мельчайшей частицей каждого химического элемента является атом. Атомы состоят из центральной части — положительно заряженного атомного ядра, в котором сосредоточена почти вся его масса, и электрической оболочки, образованной отрицательно заряженными частицами — электронами. Ядро атома состоит из элементарных, или простейших частиц — протонов, которые имеют положительный заряд, и нейтронов, не имеющих заряда. Количество протонов в ядре и электронов в оболочке нормально одинаково и равно порядковому номеру данного элемента в периодической системе Д. И. Менделеева. Например, уран имеет порядковый номер 92. Это указывает, что в его ядре имеется 92 протона и нормально столько же электронов в оболочке, которые уравновешивают положительный заряд ядра.

Общее количество элементарных частиц в ядре атома определяется его массовым числом, которое примерно равно атомному весу данного элемента. Разность между массовым числом элемента и его порядковым номером в периодической системе равна количеству нейтронов в ядре. У большинства элементов атомы, имея одинаковое число протонов, могут иметь разное число нейтронов в ядре. Такие различные виды атомов, имеющие одни и те же химические свойства, но различное массовое число, называют изотопами. Например, природный уран в основном состоит из изотопа U^{238} (99,282%) и изотопа U^{235} (0,712%), имеющих соответственно массовое число 238 и 235.

В ядре атома действуют особые ядерные силы, притягивающие друг к другу элементарные частицы, из которых состоит ядро. Это притяжение весьма велико и обычно намного превосходит электрическое отталкивание одноименно заряженных протонов. Деление ядра атома может произойти при столкновении его с нейтроном, при этом последний должен иметь достаточную кинетическую энергию. Из природных изотопов только ядра урана U^{235} могут делиться при столкновении с медленными нейтронами, т. е. имеющими малую скорость, при этом ядра делятся обычно на неравные части (осколки), которые разлетаются с большой скоростью в разные стороны. Кроме того, в результате деления каждого ядра урана появляется несколько новых нейтронов, которые движутся в уране также с большой скоростью, сталкиваются с ядрами других атомов урана и вызывают их деление и т. д. Таким образом, при определенных условиях ядерная реакция в уране может развиваться лавинообразно. Такой процесс деления атомов урана называется цепной реакцией.

Одновременно происходит поглощение нейтронов атомами урана U^{238}, которых значительно больше, и в результате образуется новый химический элемент плутоний Pu^{239}. Плутоний занимает 94-е место в периодической системе элементов и имеет массовое число 239. Ядра плутония делятся не только быстрыми, но и медленными нейтронами, т. е. он в этом отношении ведет себя так же, как уран U^{235}, и может быть использован в качестве ядерного горючего.

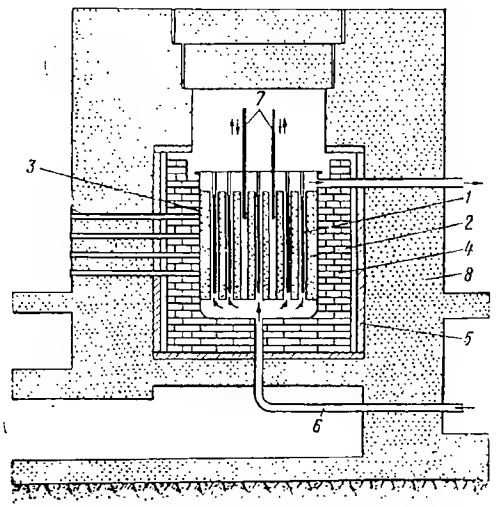


Рис. 12. Схематическое устройство ядерного реактора на медленных нейтронах

Таким образом, в процессе указанных реакций происходит выгорание урана U^{235}. В результате деления его ядер появляются ядра (атомы) различных элементов, расположенных в средней части периодической системы (бария, криптона, брома и т. д.). Продукты распада ядер урана обычно называют «радиоактивным шлаком». Кроме того, в результате превращения урана U^{238} происходит накопление плутония.

Следует отметить, что торий Th^{232} в результате захвата медленных нейтронов превращается в уран U^{233}, ядра которого могут делиться медленными нейтронами так же, как урана U^{235}.

При делении ядер атомов урана выделяется большое количество энергии. Количество энергии, выделяемое при полном использовании 1 *кг* урана, соответствует примерно 20 млн. *квт·ч*. Для получения того же количества энергии потребовалось бы затратить около 2 000 *т* первосортного угля.

На атомных электростанциях внутриядерная энергия преобразуется в тепловую энергию, а последняя в электрическую, т. е. атомные электростанции являются тепловыми, на которых используется ядерное горючее.

Преобразование атомной энергии в тепловую осуществляется в специальных атомных реакторах (котлах), при этом, как было указано, основным ядерным горючим в настоящее время является уран.

В ядерном реакторе имеется возможность поддерживать управляемую цепную реакцию деления ядер. На рис. 12 схематически показано устройство ядерного реактора на медленных нейтронах.

Средняя часть реактора является активной зоной, в которой расположены уран *1* и замедлитель нейтронов *2*. Активная зона заключена в металлический бак *3*. В качестве замедлителя используются графит, тяжелая вода (вода, в которой легкий водород замещен тяжелым водородом) или окись бария. При применении обогащенного урана (уран с повышенным содержанием U^{235}) используется в качестве замедлителя также обычная вода. В толще замедлителя происходит замедление быстрых нейтронов, образующихся при делении ядер урана. Активная зона реактора окружена экраном *4*, который отражает обратно вылетающие из активной зоны нейтроны. Экран изготовляется из тех же материалов, что и замедлитель. Активная зона и экран заключены в корпус *5*.

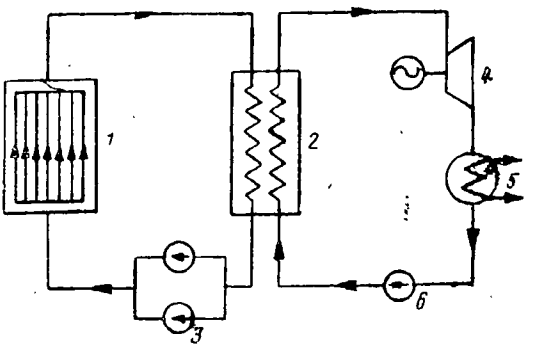


Рис. 13. Схема атомной электростанции Академии наук СССР:

1 — реактор; *2* — теплообменник-парогенератор; *3* — циркуляционные насосы; *4* — турбогенератор; *5* — конденсатор; *6* — насос для питательной воды парогенератора

Для отбора тепла, выделяющегося в активной зоне, устраивается система охлаждения, состоящая из труб *6*, через которые прокачивается охладитель (теплоноситель). В качестве охладителя могут быть использованы вода, расплавленные металлы, газы. Проходя через реактор, охладитель нагревается, а затем по трубам поступает в теплообменное устройство, где передает запасенное в нем тепло другому рабочему телу и снова поступает в реактор, совершая, таким образом, замкнутый цикл.

Регулирование скорости цепной реакции осуществляется путем автоматического поднятия и опускания металлических стержней *7*, которые содержат вещества, интенсивно поглощающие нейтроны (кадмий, бор). Наконец, защитный экран *8* служит для предохранения обслуживающего персонала от воздействия излучений, испускаемых при делении ядер урана и их радиоактивными осколками.

На рис. 13 показана схема теплопередачи атомной электростанции Академии наук СССР. В качестве теплоносителя в данном случае использована вода. При полном использовании мощности станции теплообменник (парогенератор) производит 40 *т* пара в час, имеющего давление 12,5 *ат* и температуру 255—260°С, приводящего в действие турбину низкого давления. Отработавший пар поступает в конденсатор, и конденсат при помощи питательных насосов возвращается обратно в теплообменник — парогенератор.

Уран периодически извлекается из реактора и путем химической переработки из него отделяют «радиоактивный шлак» и плутоний.

Вопросы для повторения

1. Принцип действия конденсационных паротурбинных электростанций.
2. Преимущества теплоэлектроцентралей и принцип их действия.
3. Устройство и принцип действия гидроэлектрических станций.
4. Принцип действия и устройство атомных электростанций.

3. СХЕМЫ КОММУТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Виды схем. Схемой коммутации электрической установки называют чертеж, на котором нанесены в условном изображении ее отдельные элементы и показаны линиями электрические соединения между ними, осуществляемые в действительности кабелями, шинами и проводами. Различают схемы первичной и вторичной коммутации. В первом случае изображают только цепи, по которым проходит ток, вырабатываемый генераторами электрической станции к потребителям, и соответствующее основное электрическое оборудование установки. В схемах вторичной коммутации показывают также вспомогательные элементы оборудования и соответствующую электрическую схему их соединения, которые служат для управления и контроля за работой основного оборудования.

По способу начертания электрических схем последние могут быть трехлинейными и однолинейными. На трехлинейных схемах изображают все три фазы электрической установки с соответствующими элементами оборудования и электрическими соединениями. Если установка имеет нулевой провод, то последний также показывается на трехлинейных схемах.

Так как схема соединений первичной коммутации всех трех фаз установки идентична, то часто показывают схему соединений только одной фазы. Такую схему называют однолинейной. При наличии нулевого провода последний показывают на однолинейной схеме обычно пунктиром, так как схема его соединений отличается от схемы соединений фазовых проводов. Однолинейные схемы проще и более наглядны и во многих случаях дают достаточно полное представление о принципе действия электрической установки.

При строительстве и эксплуатации электрических установок используют также монтажные (исполнительные) схемы коммутации. Эти схемы выполняют трехлинейными и на них отражают дополнительно территориальное расположение электрического оборудования. Монтажные схемы после внесения в них изменений называются исполнительными. В исполнительных схемах дается маркировка зажимов и отдельных элементов оборудования,

которая соответствует маркировке, выполненной на действующей установке. Это позволяет эксплуатационному персоналу, пользуясь исполнительными схемами, легко находить нужные зажимы и провода и быстро устранять неисправности, которые могут возникать при работе электрической установки.

Типичные однолинейные схемы первичной коммутации электрических станций и подстанций. Основным требованием, которое предъявляется к схемам коммутации электрических станций и подстанций, является обеспечение высокой степени надежности и бесперебойности энергоснабжения потребителей.

Схема первичной коммутации электрической станции с одной системой сборных шин (рис. 14). Электроэнергия, вырабатываемая генераторами электрической станции, поступает на сборные шины, а с них по линиям в распределительную сеть. Генераторы электрической станции и отходящие линии подсоединены к системе шин через высоковольтные выключатели и разъединители.

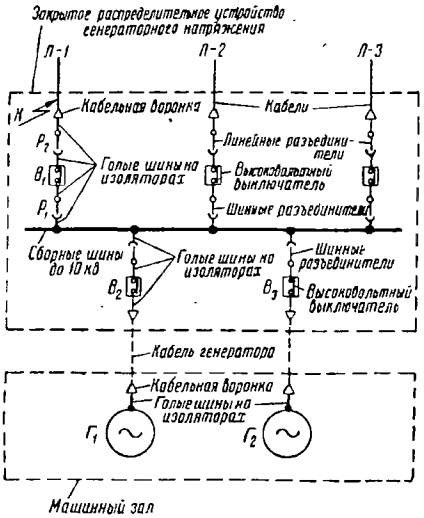


Рис. 14. Однолинейная схема первичной коммутации электрической станции с одной системой сборных шин

Высоковольтные выключатели предназначены для включения и отключения отдельных линий и генераторов и обозначены буквой *В*. Эти выключатели обычно снабжаются специальными приводами, при помощи которых производится дистанционное включение и отключение выключателей, а также их автоматическое отключение при перегрузках и коротких замыканиях. Для этой цели на электростанциях и подстанциях применяется защитная аппаратура (реле), которая обеспечивает быстрое и надежное автоматическое отключение поврежденного агрегата или участка схемы при сохранении нормальной работы всех остальных, неповрежденных частей электрической установки. Об этом подробнее сказано в главе IV.

В процессе эксплуатации электрической установки возникает необходимость в ремонте, ревизии, а иногда и замене отдельных ее элементов (генераторы, трансформаторы, выключатели и т. п.). Эти работы следует выполнять, не нарушая нормального действия остальных элементов и частей электрической установки, с одновременным обеспечением необходимой безопасности при выполнении этих работ. Для этого в электрических установках приме-

няются разъединители, обозначенные буквой P (см. рис. 14), которые обычно не предназначаются для включения и отключения цепей, находящихся под нагрузкой, а служат только для отсоединения отдельных агрегатов или частей электрической установки после их отключения высоковольтным выключателем.

Например, если требуется произвести ремонт или ревизию высоковольтного выключателя B_1, то производят его отключение, затем отключают разъединители P_1 и P_2 и заземляют фазовые провода, подведенные к высоковольтному выключателю. После этого можно выполнять работы по ремонту или ревизии выключателя, не нарушая нормальной работы других частей электрической установки. При одиночной системе шин для ремонта сборных шин и шинных разъединителей необходимо выводить из работы всю электростанцию. В случае повреждения сборных шин или шинных разъединителей выходит из работы вся электростанция, при этом ее нормальная работа может быть восстановлена только после устранения такого повреждения. Поэтому приведенная на рис. 14 простейшая схема коммутации электрической станции не может обеспечить высокую степень надежности энергоснабжения.

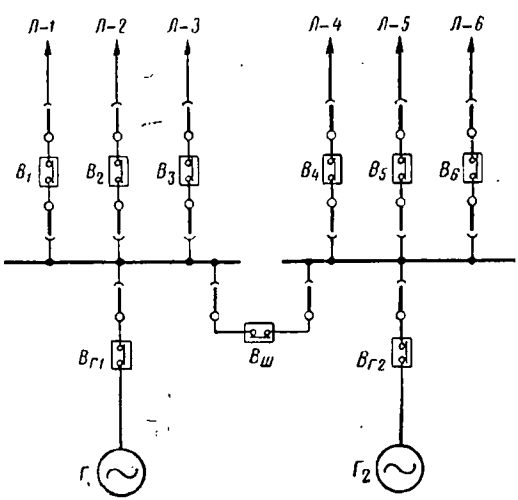


Рис. 15. Однолинейная схема первичной коммутации электрической станции с одной секционированной системой сборных шин

Указанные недостатки одиночной системы шин могут быть частично устранены, если их секционировать, как показано на рис. 15. В этом случае сборные шины разделяют на секции, к каждой из которых подсоединяется по возможности одинаковое количество генераторов и отходящих линий. Секции между собой нормально соединены через разъединители и секционные высоковольтные выключатели. При производстве ремонта или ревизии сборных шин или шинных разъединителей отключается только одна соответствующая секция сборных шин. При коротких замыканиях на сборных шинах автоматически выключается только одна, поврежденная секция. В результате секционирование шин позволяет значительно повысить надежность энергоснабжения.

Еще более высокая степень надежности энергоснабжения получается, если применить схему первичной коммутации, которая

показана на рис. 16. В этом случае шины разделены на четыре секции, а каждый генератор подсоединен к двум из них через высоковольтные выключатели и разъединители. Таким образом, шины образуют замкнутое кольцо. Ответственные потребители в данном случае могут получать питание по двум линиям, каждая из которых подсоединяется к различным секциям сборных шин. При этой схеме энергоснабжение таких потребителей не нарушается в случае короткого замыкания на одной из секций сборных шин или при выводе ее из работы для ревизии или ремонта. Таким образом, при схеме, показанной на рис. 16, может быть обеспечена высокая надежность энергоснабжения потребителей. В связи с этим указанная схема в ряде случаев применяется на электростанциях мощностью в несколько десятков и даже сотен тысяч киловатт.

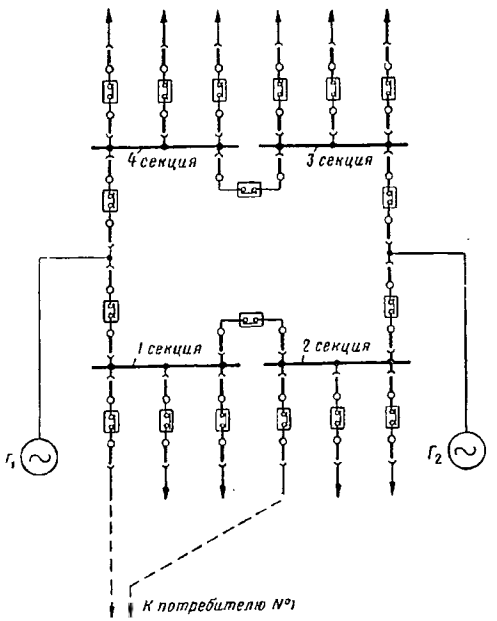


Рис. 16. Схема первичной коммутации электрической станции с одной системой шин, разделенных на секции, которые соединены в кольцо

Схема коммутации с двойной системой сборных шин (рис. 17). Эта схема получила широкое распространение на крупных электростанциях в Советском Союзе. Электроэнергия, вырабатываемая генераторами станции, поступает на рабочую систему сборных шин, вторая система шин является резервной. От сборных шин напряжением 6—10 *кв* электроэнергия поступает на трансформаторы повысительной подстанции, а затем на ее сборные шины, которые также выполнены двойными. К этим шинам присоединены линии электропередачи напряжением 35—110 *кв*, по которым осуществляется питание электроэнергией удаленных от электростанции потребителей. Эти линии также связывают станцию с электросетями энергосистемы.

Потребители, расположенные вблизи от электростанции, обычно получают питание непосредственно от сборных шин генераторов по кабельным линиям 6—10 *кв*.

На отходящих линиях обычно устанавливают реакторы для

ограничения величины тока короткого замыкания, что позволяет применять на этих линиях более легкое и дешевое оборудование, которое рассчитано на меньшие токи короткого замыкания.

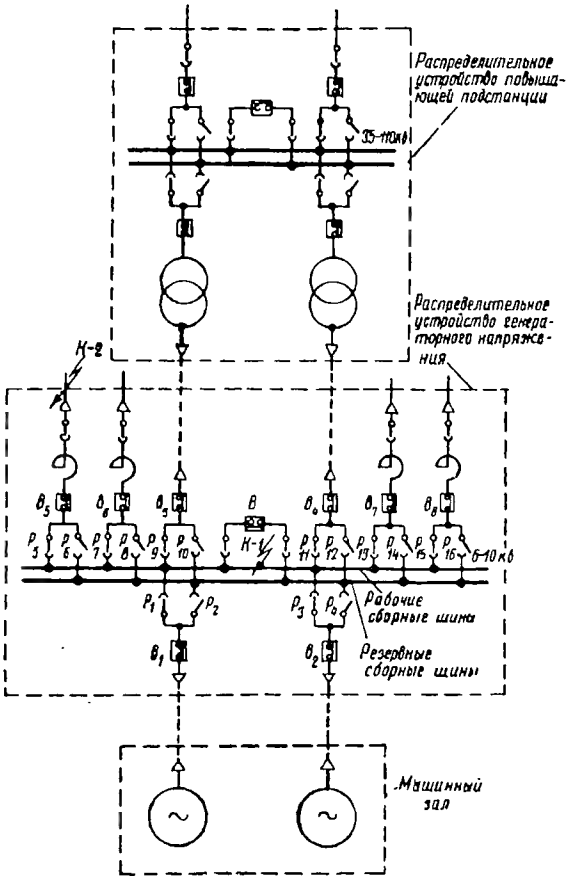


Рис. 17. Однолинейная схема коммутации электрической станции с двойной системой сборных шин

Генераторы, трансформаторы и линии при помощи разъединителей можно присоединять как к рабочей, так и к резервной системе шин. Системы шин распределительных устройств можно соединять между собой через разъединители и шиносоединительный высоковольтный выключатель *В*.

Схема с двойной системой шин имеет следующие преимущества по сравнению со схемой, имеющей одну систему шин.

1. При двух системах шин имеется возможность производить ремонт или ревизию одной из них без вывода из работы всей электростанции или ее части.

Например, если требуется произвести ремонт или ревизию рабочей системы шин (см. рис. 17), то включают разъединители шиносоединительного выключателя B, а затем включают выключатель B. После этого включают разъединители P_2, P_4, P_6, P_8, P_{10}, P_{12}, P_{14} и P_{16}, а затем отключают разъединители P_1, P_3, P_5, P_7, P_9, P_{11}, P_{13} и P_{15}. Далее производят отключение выключателя B, а затем его разъединителей. В результате нагрузка оказывается переведенной на резервную систему сборных шин, а шины, ранее находившиеся в работе, оказываются отключенными, и поэтому их можно заземлить и приступить к ремонту или ревизии.

2. При двойной системе шин в случае повреждения находящейся в работе системы шин имеется возможность путем соответствующего переключения разъединителей быстро перейти на резервную систему шин и восстановить нормальное питание линий от электростанции.

3. Двойная система шин позволяет осуществить выделение одного из генераторов и части отходящих линий на резервную систему шин и производить их питание раздельно от питания других линий. Необходимость в этом нередко встречается при проведении различного рода испытаний и проверке работы оборудования.

4. В случае двойной системы шин имеется возможность временно заменять любой высоковольтный выключатель шиносоединительным выключателем. Необходимость такой замены возникает в случае, когда выключатель требует ремонта, а длительное отключение линии, на которой он установлен, нежелательно. При замене выключателя его отключают, а затем отключают шинные и линейные разъединители данной линии. После этого отсоединяют от зажимов выключателя шины и устанавливают в них вставки и этим восстанавливают непрерывность цепи линии. В результате выполнения этих операций питание линии можно осуществлять через шиносоединительный выключатель и резервную систему шин.

Из сказанного следует, что применение двойной системы шин обеспечивает бóльшую эксплуатационную гибкость схемы и высокую надежность работы электрической установки.

Однако при двойной системе шин требуется большое количество оборудования, что значительно увеличивает стоимость установки. В связи с этим в последнее время все шире применяются другие, более экономичные схемы.

Для устранения возможности даже кратковременного полного отключения станции в случае повреждения на ее шинах применяют секционирование рабочей системы шин, как показано на рис. 18. Секции рабочей системы шин в этом случае нормально соединены между собой через секционный выключатель. При повреждении одной из секций происходит автоматическое ее отключение; при этом вторая секция и подключенные к ней генераторы и линии остаются в работе. Таким образом, при этой схеме обеспечивается еще бóльшая надежность энергоснабжения потребителей, получающих питание от электрической станции.

Схема коммутации электростанции с выдачей энергии на повышенном напряжении. На районных электрических станциях, когда вся вырабатываемая ими электрическая энергия поступает в линии электропередачи не при генераторном напряжении, как показано на рис. 14, 15, 16, 17, 18, а при напряжении 35—220 *кв*, каждый генератор

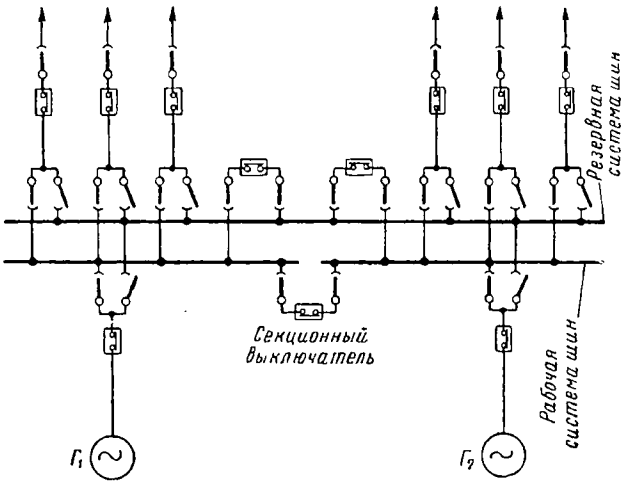


Рис. 18. Однолинейная схема коммутации электрической станции с секционированной рабочей системой сборных шин

электрической станции может постоянно соединяться со своим повышающим трансформатором, образуя один агрегат, который называется блок-генератор-трансформатор. В этом случае сборные шины генераторного напряжения отсутствуют. Однолинейная схема коммутации такой электростанции показана на рис. 19.

Схемы коммутации понизительных подстанций. Составной частью электрических сетей являются понизительные подстанции. Назначение этих подстанций — преобразование электроэнергии высокого напряжения (первичного напряжения) в электроэнергию более низкого напряжения (вторичное напряжение), при котором осуществляется передача электрической энергии потребителям, получающим питание от данной подстанции. Кроме того, электроэнергия, поступающая по линиям электропередачи, на понизительных подстанциях распределяется по линиям, которые осуществляют питание потребителей, расположенных в различных пунктах района, прилегающего к данной подстанции. Таким образом, понизительные подстанции одновременно выполняют роль распределительных пунктов.

В зависимости от назначения величин первичного и вторичного напряжений понизительные подстанции могут быть разделены на следующие три группы:

1) подстанции районного значения, имеющие первичное напряжение 220 и 110 *кв* и вторичное напряжение 110; 35; 10 и 6 *кв*. Эти подстанции осуществляют питание больших районов, отдельных крупных потребителей, а также более мелких потребителей, расположенных около данной подстанции;

2) подстанции местного значения, имеющие первичное напряжение 110—35 *кв* и вторичное напряжение 10—3 *кв*. Эти подстанции питают города, сельскохозяйственные районы и промышленные предприятия;

3) подстанции местного значения, имеющие первичное напряжение 35—3 *кв*, а вторичное напряжение 10 — 0,12 *кв*. К этой группе относятся городские и сельскохозяйственные подстанции и внутрицеховые подстанции крупных предприятий.

Тяговые подстанции электрических железных дорог получают питание от подстанций, имеющих районное значение, а в ряде случаев непосредственно от электростанций или подстанций местного значения с первичным напряжением 110 и 35 *кв*.

Нередко от тяговых подстанций осуществляется питание больших районов, т. е. в этих случаях тяговые подстанции приобретают характер районных подстанций.

От тяговых подстанций, как правило, осуществляется питание также нетяговых потребителей, которые расположены в районе подстанции, т. е. тяговые подстанции одновременно выполняют функции подстанций местного значения.

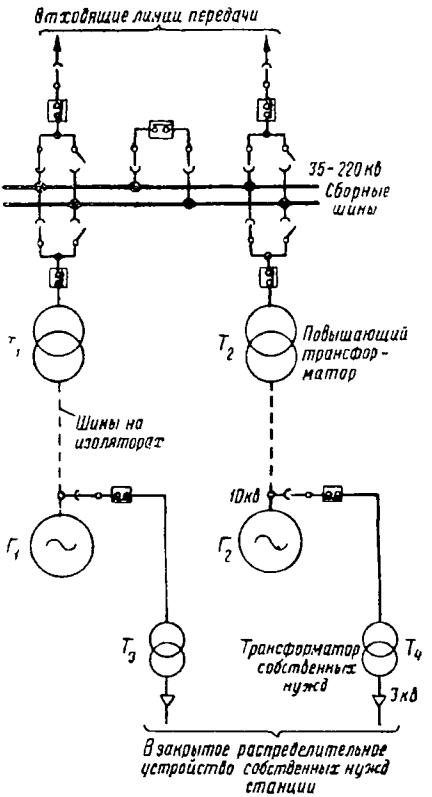


Рис. 19. Однолинейная схема коммутации районной электростанции с двойной системой шин

При наличии в энергосистеме двух или более электрических станций отдельные подстанции могут работать в реверсивном режиме, т. е. действовать одну часть времени как понизительные, а другую часть как повысительные подстанции, в зависимости от режима работы электрических станций и потребителей электрической энергии.

Принципы построения схем коммутации понизительных подстанций те же, что и повысительных подстанций и распределительных устройств генераторного напряжения электрических станций, которые уже описаны выше.

Для повышения надежности электроснабжения на узловых подстанциях применяется двойная система шин как на первичном, так и на вторичном напряжении. Если узловая подстанция является особо ответственной, то присоединение цепей к шинам осуществляется через два высоковольтных выключателя. Подобная схема показана на рис. 20.

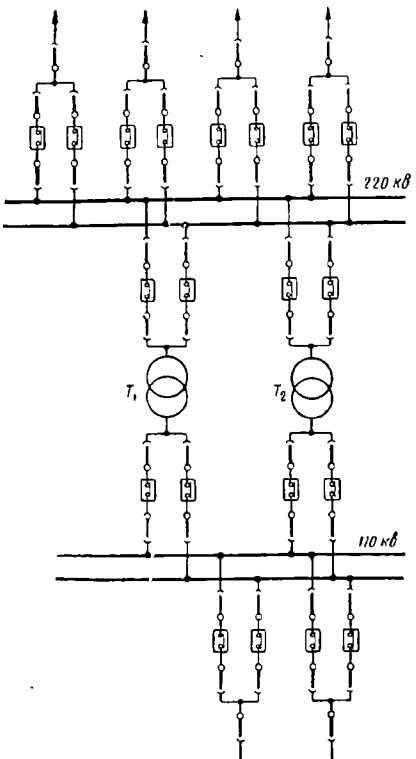


Рис. 20. Однолинейная схема особо ответственной узловой подстанции

Двойная система шин на первичном и вторичном напряжениях в ряде случаев применяется на проходных и тупиковых подстанциях.

Районные подстанции часто имеют два вторичных напряжения: 110—35 и 10—6 *кв*. Первым из них осуществляется питание удаленных от подстанции потребителей, а вторым — близлежащих. Каждое из этих напряжений имеет свои сборные шины. На таких подстанциях можно устанавливать отдельные понизительные трансформаторы на каждое вторичное напряжение (рис. 21) или специальные трехобмоточные трансформаторы, имеющие две вторичные обмотки на требуемые напряжения. Схема подстанции с трехобмоточными трансформаторами показана на рис. 22. Эта схема более рациональна, так как требует значительно меньшей затраты высоковольтной аппаратуры первичного напряжения.

В ряде случаев отказываются от устройства сборных шин на стороне первичного напряжения понизительных подстанций, подключая каждую линию через выключатель и разъединитель на свой трансформатор, как показано на рис. 23, *а*, при этом каждая линия постоянно связана со своим трансформатором, образуя схему блок-линия-трансформатор. Преимуществом этой схемы является ее простота, значительно меньшее количество высоковольтной аппаратуры на стороне первичного напряжения и соответственно более низкая стоимость таких подстанций. Недостаток схе-

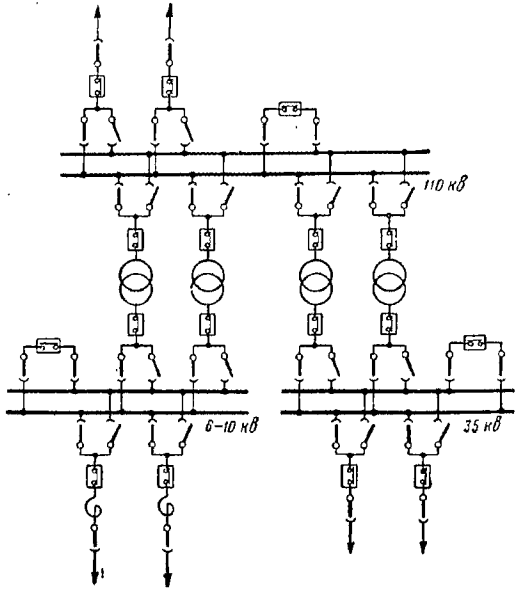


Рис. 21. Однолинейная схема районной подстанции с двумя вторичными напряжениями и отдельными трансформаторами на каждое напряжение

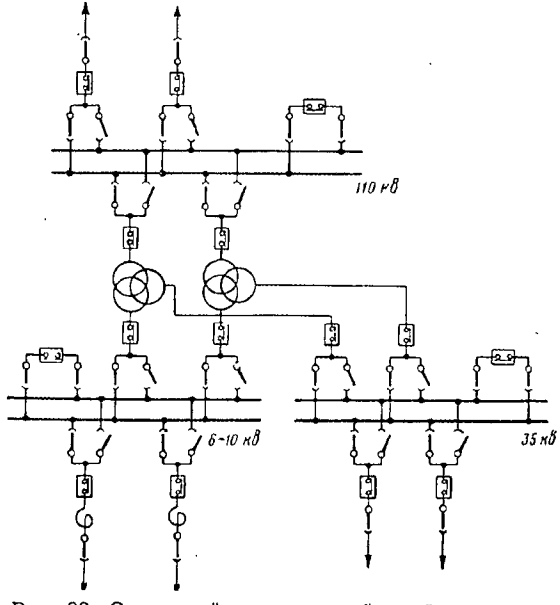


Рис. 22. Однолинейная схема районной подстанции с двумя вторичными напряжениями и трехобмоточными трансформаторами

мы — отсутствие поперечной связи между блоками на стороне первичного напряжения, что не позволяет в случае необходимости осуществлять питание от двух линий через один трансформатор и от одной линии через два трансформатора. Схема блок-линия-трансформатор в ряде случаев применяется на тупиковых подстанциях.

Указанный недостаток схемы блок-линия-трансформатор устраняется в схеме мостика, которая показана на рис. 23, *б*. Недостатком схемы мостика является то, что при аварии выключателя B_3 отключаются обе линии, и питание подстанции полностью прекращается. В свою очередь этот недостаток может быть устранен,

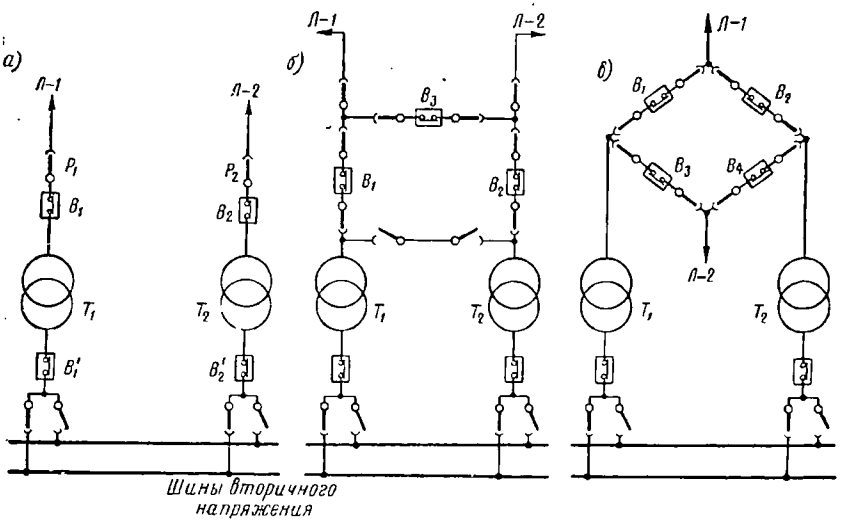


Рис. 23. Включение на понизительной подстанции трансформаторов по схемам:

а — блок-линия-трансформатор; *б* — мостика; *в* — четырехугольника

если линии и трансформаторы присоединять не к смежным, а к противоположным углам четырехугольника, как показано на рис. 23, *в*. Эта схема называется схемой четырехугольника, или квадрата, и является значительно более простой по сравнению со схемой, имеющей двойную систему шин. Одновременно с этим схема четырехугольника обеспечивает высокую степень надежности работы подстанции.

Схемы мостика и четырехугольника применяются как на тупиковых, так и на проходных подстанциях. Эти схемы можно применять только на подстанциях, которые имеют две питающие линии и два трансформатора.

При наличии двух параллельно идущих линий электропередачи целесообразно присоединять трансформаторы отпайками, как показано на рис. 24. Эта схема для своего осуществления требует наименьшего количества высоковольтной аппаратуры и поэтому весьма экономична.

Для повышения надежности работы подстанций применяется секционирование шин вторичного напряжения и другие мероприятия, которые были описаны применительно к распределительным устройствам генераторного напряжения электростанций.

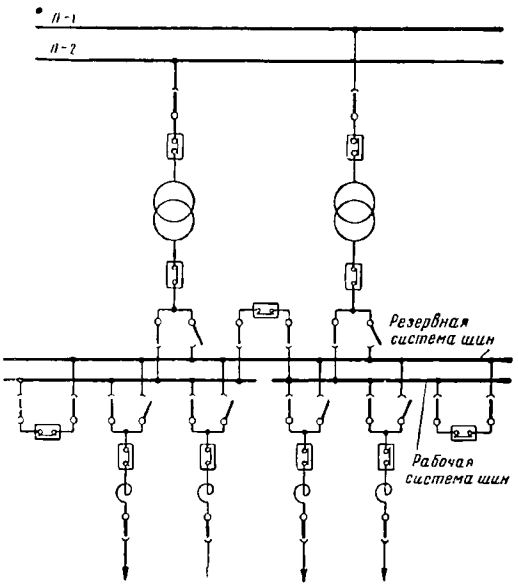


Рис. 24. Однолинейная схема присоединения трансформаторов подстанции отпайками к двум параллельно идущим линиям электропередачи

Вопросы для повторения

1. Что называется схемами первичной и вторичной коммутации электрической установки и как их изображают?
2. Схема коммутации электрической станции, основные элементы ее электрического оборудования и их назначение.
3. Схемы коммутации с одиночной и двойной системами сборных шин, секционирование их, преимущества и недостатки.
4. Схема коммутации электрической станции с соединением генераторов с повышающими трансформаторами в один агрегат и в каких случаях применяются такие схемы коммутации?
5. Назначение понизительных подстанций и их классификация.
6. Принципы построения схем понизительных подстанций.
7. Схемы коммутации понизительных подстанций.

4. ГРАФИКИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Общие сведения и виды графиков. Особенностью работы электрических станций является строгое соответствие количества выработанной и потребленной электроэнергии в каждый данный момент времени, т. е. не может быть производства электрической энергии без одновременного ее потребления. Отсюда генераторы электри-

ческих станций в каждый момент времени должны отдавать строго определенную мощность, которая складывается из мощности, расходуемой приемниками электроэнергии потребителей, мощности, необходимой для покрытия потерь в сетях и трансформаторах, и мощности, расходуемой на собственные нужды энергетической системы.

Режим работы потребителей изменяется в течение суток, дней недели и месяцев года. Соответственно этому изменяется и нагрузка системы энергоснабжения и ее элементов.

Изменение нагрузок электрических установок представляют в виде графиков.

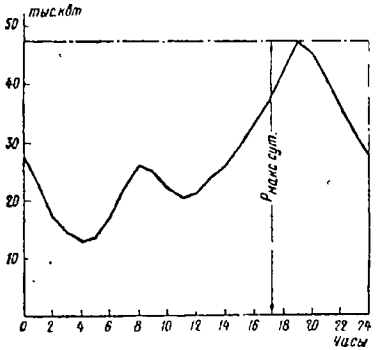


Рис. 25. Суточный график изменения нагрузки, построенный по точкам

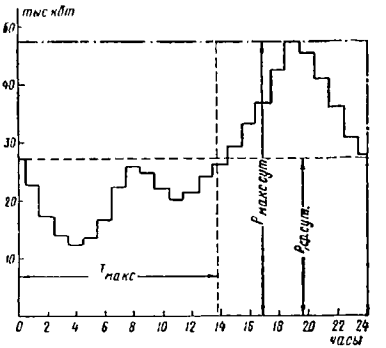


Рис. 26. Суточный ступенчатый график изменения нагрузки

При построении графика в течение некоторого заданного периода времени, например суток, откладывают величины нагрузок через определенные интервалы времени и полученные точки соединяют прямыми линиями, как показано на рис. 25. Для определения величины расхода электроэнергии в течение рассматриваемого периода времени по графику изменения нагрузки удобнее выражать в виде ступенчатой линии. В этом случае предполагают, что величина нагрузки в течение каждого интервала времени не меняется. На рис. 26 показан ступенчатый график изменения нагрузки, который построен по точкам графика, приведенного на рис. 25.

При проектировании электрических установок построение графиков их нагрузок производят на основании соответствующих расчетов.

Для электрических установок, находящихся в эксплуатации, построение фактических графиков нагрузок производится по показаниям измерительных приборов. Применение регистрирующих приборов позволяет непосредственно получать графики нагрузок.

Графики можно строить как для активных, так и для реактивных нагрузок. В первом случае величину нагрузки откладывают в ки-

ловаттах, а во втором — в киловольт-амперах. При построении графиков нагрузки на стороне постоянного тока устройств электрической тяги (суммарная нагрузка тяговых подстанций, нагрузка питающих линий и т. д.) величины нагрузок обычно откладывают в амперах.

В зависимости от задач, для решения которых производится построение графиков нагрузок, последние могут быть выполнены для различных периодов времени и места приложения нагрузок.

В зависимости от продолжительности периода, для которого произведено построение графика, различают суточные, месячные и годовые графики нагрузки.

Графики нагрузок можно строить для системы энергоснабжения в целом, для отдельных электростанций, районных подстанций, тяговых подстанций и других элементов системы энергоснабжения.

На основании графиков нагрузок устанавливают время пуска и остановки агрегатов электростанций и подстанций, производят выбор мощности различных агрегатов, определяют степень их использования и решают ряд других задач при проектировании и эксплуатации системы энергоснабжения и ее отдельных элементов.

Графики нагрузок различных потребителей могут значительно отличаться по своему характеру друг от друга.

Например, при осветительной нагрузке имеет место резко выраженный максимум в вечерние часы. Кроме этого, суточный график при осветительной нагрузке в зимний период значительно отличается от летнего периода как величиной, так и продолжительностью максимальной нагрузки, которая в летний период смещается на более поздние часы суток.

Графики нагрузок промышленных предприятий могут также значительно отличаться друг от друга и зависят от характера производства, количества смен и т. д.

В связи с этим потребителей электроэнергии в зависимости от характера графика изменения их нагрузок подразделяют на определенные группы. На основании многолетнего опыта эксплуатации для каждой такой группы строят суточные типовые графики нагрузок. При построении типовых графиков величины нагрузок откладывают в процентах от максимального значения нагрузки. Типовыми графиками нагрузок обычно пользуются при проектировании электрических установок.

Годовые и суточные графики нагрузок. Особенности изменения режима нагрузки в течение года могут быть выявлены при помощи годовых графиков нагрузки. На практике наиболее часто для этой цели используются годовые графики изменения максимальных суточных нагрузок.

В качестве примера на рис. 27 показан годовой график изменения суточных максимальных нагрузок применительно к станции или подстанции с преобладающей осветительной нагрузкой. Если известны количество и мощность агрегатов, то, пользуясь таким графиком, можно определить число агрегатов, которые долж-

ны находиться в работе в различные периоды года, и, таким образом, получить данные, необходимые для составления графика ремонта оборудования.

Годовой график продолжительности нагрузки позволяет производить оценку длительности работы установки при различных нагрузках в течение года. При построении этого графика по оси

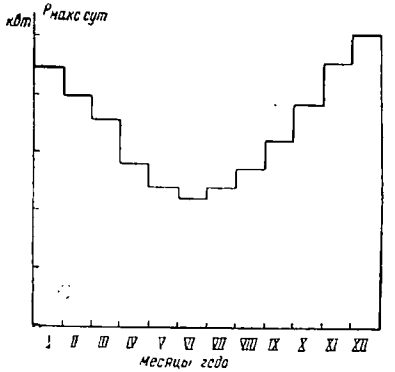


Рис. 27. Годовой график изменения суточных максимальных нагрузок

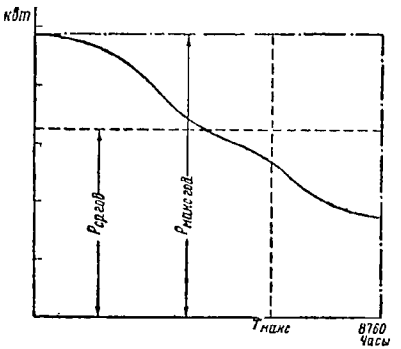


Рис. 28. Годовой график продолжительности нагрузки

абсцисс откладывают время в часах (число часов в году равно 24 · 365 = 8 760), а по оси ординат — величины нагрузок, как показано на рис. 28. Найденная из таких графиков величина нагрузки P электрической установки для данного значения T показывает, что в течение T часов за год нагрузка установки равна или больше P.

Построение годового графика по продолжительности приблизительно может быть произведено по двум характерным суточным графикам изменения нагрузки в зимние и летние сутки, при этом условно принимается, что продолжительность зимнего периода составляет 213 суток (7 мес.) и летнего — 152 суток (5 мес.). Графики по продолжительности нагрузок в течение года используются при выборе наивыгоднейшего числа и мощности агрегатов установки, определения потерь электрической энергии в сетях и т. д.

На рис. 26 был приведен пример суточного графика нагрузки. Площадь, ограниченная ступенчатой линией в определенном масштабе, равна количеству электроэнергии $A_{сут}$, которая потреблена или отдана электрической установкой в течение суток.

Показатели графиков нагрузок. Средняя величина нагрузки установки в *квт* в течение суток $P_{ср.\,сут}$ определяется из следующего соотношения:

$$P_{ср.\,сут} = \frac{A_{сут}}{24}, \qquad (2)$$

где 24 — число часов в течение суток.

Аналогично этому площадь, ограниченная кривой рис. 28, равна количеству электроэнергии, которая отдана или потреблена установкой в течение года $A_{год}$, а среднее значение годовой нагрузки может быть найдено из уравнения

$$P_{ср.\ год} = \frac{A_{год}}{8\,760}. \tag{3}$$

Коэффициент нагрузки или коэффициент заполнения графика α характеризует степень неравномерности заполнения графика нагрузки. Коэффициент α равен отношению средней величины нагрузки $P_{ср}$ к максимальной ее величине $P_{макс}$ в течение одного и того же промежутка времени (суток или года), т. е.

$$\alpha = \frac{P_{ср}}{P_{макс}}. \tag{4}$$

Коэффициент α обычно меньше единицы и становится равным единице, когда нагрузка в течение всего периода времени не меняется по величине. Чем меньше величина α, тем более неравномерным является график нагрузки.

В ряде случаев для характеристики графика нагрузки пользуются числом часов использования максимальной нагрузки $T_{макс}$, которое определяется из следующего соотношения:

$$T_{макс} = \frac{A}{P_{макс}}, \tag{5}$$

где A — количество электроэнергии в $квт \cdot ч$, которая выработана или потреблена установкой в течение суток или года.

Максимальная величина нагрузки $P_{макс}$ принимается для того же периода, что и количество электроэнергии A. Величина $T_{макс}$ показывает, сколько часов должна была бы работать установка при максимальной нагрузке $P_{макс}$, чтобы выработать или потребить нужное количество электроэнергии A.

Сравнивая между собой уравнения (4) и (5), получаем

$$T_{макс} = \alpha \frac{A}{P_{ср}} = \alpha T, \tag{6}$$

где $T = \frac{A}{P_{ср}}$ — продолжительность рассматриваемого периода (суток или года) в часах.

Степень использования установленной мощности на электростанциях или подстанциях на практике обычно характеризуют коэффициентом использования установленной мощности β, который равен отношению средней нагрузки $P_{ср}$ к суммарной установленной мощности генераторов электрической станции или трансформаторов подстанции (включая резервные) $P_{уст}$, т. е.

$$\beta = \frac{P_{ср}}{P_{уст}}. \qquad (7)$$

Очевидно, что $\beta \leqslant \alpha \leqslant 1$. Если $\beta = \alpha$, то резервная мощность отсутствует.

Использование установленной мощности может также характеризоваться числом часов использования установленной мощности $T_{уст}$, при этом

$$T_{уст} = \frac{A}{P_{уст}} = \beta T. \qquad (8)$$

Величина $T_{уст}$ показывает, сколько часов должны работать установленные агрегаты с полной нагрузкой, чтобы выработать или потребить количество электроэнергии A, которое было фактически выработано или потреблено в течение данного периода времени. Обычно $T_{уст} < T$.

Для крупных энергосистем, имеющих главным образом промышленную нагрузку, число часов использования максимальной нагрузки $T_{макс}$ изменяется от 4 000 до 7 000 *ч* ($\alpha = 0{,}45 \div 0{,}80$). Для изолированно работающих электростанций и установок, имеющих значительную световую нагрузку, годовая продолжительность использования максимальной нагрузки еще меньше.

Для характеристики степени резервирования генераторов электростанций и трансформаторов подстанций часто пользуются коэффициентом резерва γ, который равен отношению установленной мощности $P_{уст}$ к максимально потребляемой или отдаваемой мощности $P_{макс}$, т. е.

$$\gamma = \frac{P_{уст}}{P_{макс}}. \qquad (9)$$

Сравнивая уравнение (9) с уравнениями (4) и (7), получаем

$$\gamma = \frac{\alpha}{\beta}. \qquad (9')$$

Величина мощности, отдаваемой электрической станцией или подстанцией, зависит от суммарной присоединенной мощности приемников электрической энергии $P_{пр}$. Однако суммарная мощность, которая одновременно может потребляться, $P_{н}$ обычно меньше суммарной присоединенной мощности приемников электроэнергии и только в отдельных редких случаях равна ей, т. е.

$$P_{н} \leqslant P_{пр}.$$

Например, на промышленных предприятиях не все присоединенные электрические двигатели и другие приемники электрической энергии обычно одновременно находятся в работе. Кроме того, не все электрические двигатели и другие приемники электрической энергии, находящиеся в работе, в каждый данный момент потребляют полную мощность.

Аналогичное положение имеет место и с нагрузками, создаваемыми внутренним освещением, когда не все лампы включены даже в вечерние часы, и т. д.

Поэтому максимальная нагрузка $P_{н.макс}$, которая потребляется в году приемниками электрической энергии (исходя из ее продолжительности не менее получаса), обычно меньше суммарной присоединенной мощности $P_{пр}$ и может быть определена из следующего соотношения:

$$P_{н.макс} = \kappa P_{пр}, \tag{10}$$

где κ — коэффициент, меньший единицы, который называется коэффициентом одновременности использования присоединенной мощности.

Величина коэффициента κ зависит от количества, характера и режима работы приемников электрической энергии, присоединенных к сети.

При эксплуатации электрических установок всемерно стремятся к созданию более равномерных графиков их нагрузок. Это позволяет повысить использование установленного оборудования, снизить удельный расход топлива, обеспечить выработку большего количества электроэнергии и в результате развить энергоснабжение существующих потребителей и присоединить новые потребители.

Бóльшая равномерность графиков нагрузок электростанций и подстанций достигается: присоединением сезонных потребителей, работающих в периоды летнего спада нагрузок (некоторые виды сельскохозяйственных потребителей, торфоразработки и т. п.), а также потребителей, имеющих незначительную величину нагрузки в периоды максимума нагрузки электростанций и подстанций; смещением обеденных перерывов отдельных смен промышленных предприятий, если это возможно по условиям их работы; установлением обязательных часов работы, не совпадающих с часами максимума нагрузок, для отдельных потребителей и т. д.

Особенности графиков нагрузок тяговых подстанций. Графики нагрузок тяговых подстанций характеризуются неравномерностью в течение суток, часто весьма значительной, и повторяющимися пиками, которые могут превышать среднее значение нагрузки в 2—3 раза и более. Неравномерность графика нагрузки в основном обусловливается неравномерностью движения поездов в отдельные периоды суток. Наибольшие нагрузки имеют место при сгущениях поездов на участке, питаемом подстанцией, т. е. при пропуске поездов следом друг за другом через короткие интервалы времени. Кроме того, имеют место кратковременные повторяющиеся пики нагрузки при трогании поездов на участке питания. Наибольших значений такие пики нагрузки достигают в случаях, когда происходит одновременный пуск нескольких поездов, особенно вблизи тяговой подстанции. Чем больше густота движения поездов и более равномерным является график их движения, чем

меньше число остановок и больше протяженность зоны питания тяговой подстанции, тем более равномерным получается график ее нагрузки.

Графики нагрузок всей электрифицированной линии являются более равномерными по сравнению с графиками нагрузок отдельных ее подстанций. Чем больше протяженность электрифицированной линии, тем более равномерным становится график ее нагрузки.

Таким образом, характер графиков нагрузок отдельных подстанций и электрифицированной линии в целом определяется ее характеристикой и условиями работы.

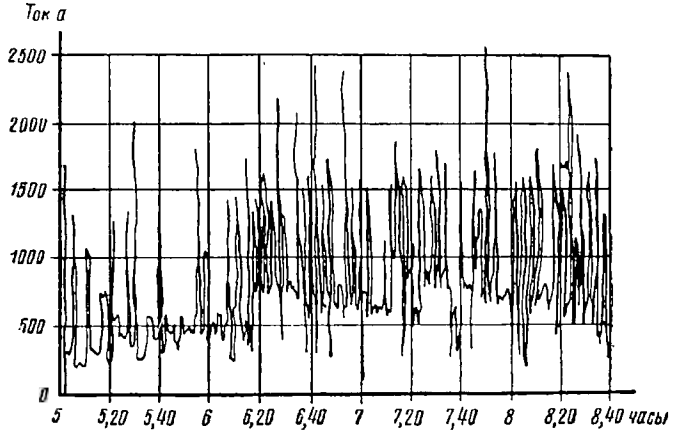


Рис. 29. График изменения нагрузки тяговой подстанции пригородного электрифицированного участка с моторвагонной тягой (по ленте регистрирующего амперметра)

При электрической тяге на переменном токе графики нагрузок подстанций являются более равномерными вследствие значительного расстояния между ними и меньшего значения пускового тока.

Графики изменения нагрузок тяговых подстанций или их питающих линий могут быть непосредственно получены при помощи регистрирующих приборов, обычно амперметров при электрической тяге на постоянном токе. По таким графикам можно находить максимальные значения нагрузок, которые имели место в течение данного периода времени. Полученные таким путем максимальные значения пиков нагрузки позволяют проверять их соответствие максимально допустимой перегрузочной способности преобразовательных агрегатов подстанции, а также решать вопросы, связанные с защитой устройств электрической тяги от токов короткого замыкания.

На рис. 29 показан график изменения нагрузки тяговой подстанции пригородного участка с интенсивной моторвагонной тягой (по ленте регистрирующего амперметра). График нагрузки в данном случае характеризуется часто повторяющимися пиками, которые

соответствуют пуску поездов на участке питания подстанции. На рис. 30 приведен аналогичный график для подстанции участка с электровозной тягой и сравнительно редким движением.

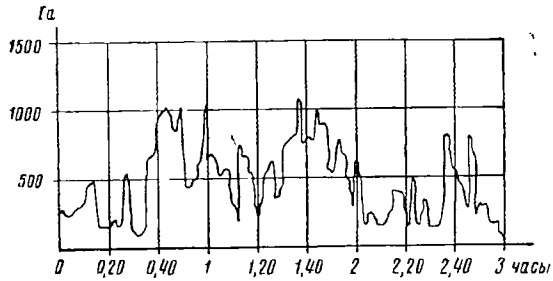


Рис. 30. График изменения нагрузки подстанции участка с электровозной тягой (по ленте регистрирующего прибора)

Очень большое значение имеют графики изменения среднего значения нагрузки в отдельные периоды суток. Построение таких графиков производят по показаниям счетчиков электрической энергии, установленных на тяговых подстанциях. Снимают показания счетчиков обычно через каждый час или через 30 *мин* и по разности показаний между смежными замерами определяют расход электроэнергии в течение данного периода суток, а затем среднее значение нагрузки. Синхронное снятие показаний счетчиков на всех тяговых подстанциях дает возможность получить график нагрузки электрифицированной линии в целом путем суммирования нагрузок отдельных подстанций в течение соответствующих периодов времени.

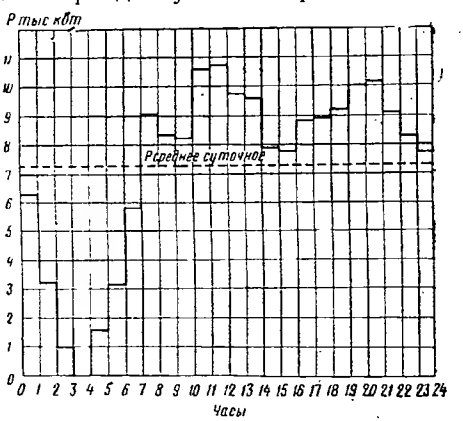


Рис. 31. Суточный график изменения нагрузки пригородного двухпутного участка с интенсивной моторвагонной тягой

При помощи таких графиков можно определять характер изменения и величину нагрузки на энергосистему, питающую электрифицированную линию; на отдельные линии электропередачи; на преобразовательные агрегаты тяговых подстанций и устанавливать степень использования их мощности. Суммируя графики изменения тяговой и районной нагрузок, получают графики изменения нагрузки главных понизительных трансформаторов и т. д.

На рис. 31 показан суточный график изменения нагрузки, потребляемой подстанциями двухпутного пригородного участка с моторвагонной тягой и большими размерами движения. Характерным для этого графика является спад нагрузки в ночные часы, когда снижается, а в определенный период времени совсем прекращается движение поездов. Наибольшая нагрузка имеет место в утренние и вечерние часы.

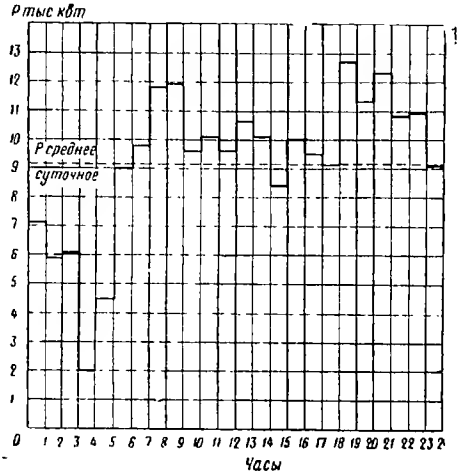


Рис. 32. Суточный график изменения нагрузки для участка со смешанной тягой (моторвагонная и электровозная тяга) и большими размерами движения

На рис. 32 приведен суточный график изменения нагрузки двухпутного участка со смешанной тягой (электровозной и моторвагонной) и большими размерами движения. Характер изменения нагрузки тот же, что и в предыдущем случае, но нагрузка в данном случае более равномерная и отсутствует полный ее спад в ночные часы вследствие наличия электровозной тяги.

На рис. 33 приведен суточный график изменения нагрузки для грузонапряженного двухпутного участка с электровозной тягой. Этот график построен по показаниям счетчиков через каждые 30 *мин*.

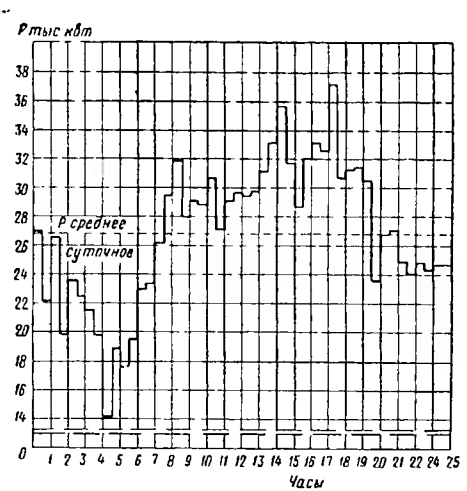


Рис 33. Суточный график изменения нагрузки для грузонапряженного участка с электровозной тягой

Большие изменения нагрузки в отдельные часы суток в данном случае вызваны значительной неравномерностью движения поездов, а также являются следствием небольшой длины участка.

Суточный график изменения нагрузки, построенный для одной подстанции, является значительно более неравномерным, чем график нагрузки всей электрифицированной линии.

Графики изменения нагрузок подстанций и электрифицированных линий в целом неодинаковы для отдельных суток. Это различие вызывается изменением числа поездов, их веса и организации движения в отдельные сутки. Суточные графики нагрузки для линий с электровозной тягой грузовых и пассажирских поездов обычно значительно отличаются друг от друга, в то время как для пригородных участков это различие незначительно.

Оценка изменения нагрузок в течение месяца производится по месячным графикам. Построение этих графиков осуществляется непосредственно по показаниям счетчиков электрической энергии за отдельные сутки или по суточным графикам изменения нагрузки. При построении месячных графиков обычно откладывают средние и максимальные значения нагрузок, которые имели место в течение отдельных суток месяца.

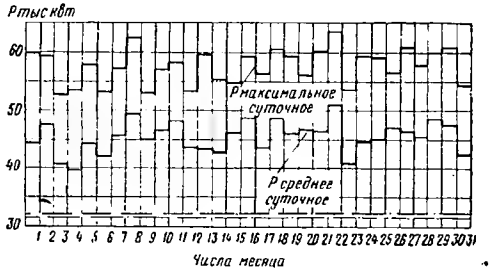


Рис. 34. Месячный график изменения средней суточной и максимальной суточной нагрузок (максимальное значение нагрузки в течение часа за сутки) для двухпутного участка с электровозной тягой и большими размерами движения

Месячный график изменения нагрузки для двухпутного участка с электровозной тягой и большими размерами движения показан на рис. 34. В этом случае средняя величина нагрузки в отдельные сутки месяца существенно различна, что вызвано изменением числа и организации движения грузовых поездов в отдельные сутки месяца.

Опыт показывает, что коэффициент неравномерности нагрузки, т. е. отношение максимальной часовой нагрузки к среднесуточной, изменяется в пределах: для пригородных двухпутных участков с интенсивным моторвагонным движением от 1,4 до 1,6, для однопутных линий с электровозной тягой—от 1,3 до 2,0 и для двухпутных линий с электровозной тягой—от 1,2 до 1,7.

Нагрузки подстанций и электрифицированных линий в целом изменяются в различные месяцы года. Эти изменения характеризуются годовыми графиками нагрузки. Построение годовых графиков изменения нагрузки производится по показаниям электросчетчиков.

Изменение нагрузки в течение года в основном связано с изменением числа грузовых и пассажирских поездов, обращающихся на электрифицированной линии, что определяется графиками движения поездов, составляемыми на зимний и летний периоды года. Кроме того, в зимний период имеет место увеличение удельного расхода электроэнергии вследствие повышения сопротивления движению подвижного состава при низких температурах, а при

моторвагонной тяге в зимний период электроэнергия дополнительно расходуется на отопление вагонов.

Опыт эксплуатации показывает, что удельный расход электроэнергии имеет наименьшее значение в III квартале года. Анализ годовых графиков изменения нагрузки разных электрифицированных линий позволяет установить, настолько изменяется в различных условиях удельный расход электроэнергии в отдельные периоды года. Величина этого изменения может быть определена коэффициентом $к$, который равен отношению удельного расхода электроэнергии в данном квартале к удельному расходу электроэнергии в III квартале.

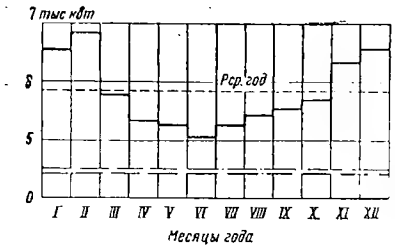


Рис. 35. График изменения нагрузки в течение года для двухпутного пригородного участка с интенсивным моторвагонным движением

Полученные МИИТом значения коэффициента $к$ на основе анализа годовых графиков нагрузки за ряд лет для линий с электровозной и моторвагонной тягой приведены в табл. 3.

Таблица 3

Значения коэффициента $к$

Кварталы года	Тяга		Кварталы года	Тяга	
	электровозная	моторвагонная		электровозная	моторвагонная
I	1,1—1,2	1,28	III	1,0	1,0
II	1,0—1,05	1,10	IV	1,07—1,15	1,20

Приведенные значения коэффициента $к$ могут быть использованы при установлении удельных норм расхода электроэнергии по отдельным кварталам года, при построении годовых графиков изменения нагрузок, при проектировании новых линий и т. д.

В качестве примера на рис. 35 приведен годовой график изменения нагрузки для двухпутного пригородного участка с густым моторвагонным движением, а на рис. 36 — для двухпутного грузонапряженного участка с электровозной тягой.

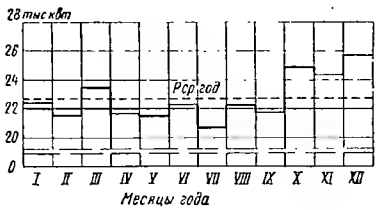


Рис. 36. Годовой график изменения нагрузки для двухпутного грузонапряженного участка с электровозной тягой

Вопросы для повторения

1. Графики изменения нагрузок электрических установок и способы их построения.

2. Для решения каких вопросов при проектировании и эксплуатации электрических установок используются графики изменения нагрузок?
3. Коэффициенты, характеризующие графики нагрузок.
4. Графики нагрузок тяговых подстанций.

5. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Линии электропередачи, входящие в электрические сети, служат для передачи электрической энергии от электрических станций к потребителям и распределения ее между ними. Необходимость в передаче электрической энергии возникла одновременно с практическим ее использованием. Разработка основных вопросов передачи электрической энергии неразрывно связана с именами русских ученых и инженеров: Ф. А. Пироцкого, Д. А. Лачинова, М. О. Доливо-Добровольского и др. Значительный вклад в решение этих вопросов внесли: А. А. Смуров, А. А. Горев, А. М. Залесский, А. А. Глазунов, А. Я. Рябков, П. С. Жданов и многие другие.

При помощи сети высоковольтных линий электропередачи осуществляется объединение электрических станций в мощные энергосистемы. Объединение гидроэлектростанций, тепловых конденсационных электростанций и теплоэлектроцентралей в единую мощную энергосистему позволяет: наиболее рационально использовать энергетические ресурсы и энергетическое оборудование электростанций, улучшить условия ремонта оборудования электростанций и линий электропередачи, создать благоприятные условия для укрупнения агрегатов электростанций и повышения их экономичности, повысить надежность энергоснабжения потребителей и улучшить общий график нагрузки системы. При наличии мощных энергетических систем имеется возможность значительно легче и более экономично решать вопросы присоединения новых потребителей.

Указанные преимущества определили основное направление в развитии энергетики, которое заключается в концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях, имеющих более экономичное и совершенное оборудование, и сооружении сетей высоковольтных линий электропередачи, объединяющих электростанции различных типов и районы потребления энергии в энергетические системы.

В настоящее время в СССР созданы: мощнейшая энергосистема центра, которая объединяет электростанции Москвы, Ярославля, Горького, Подмосковного угольного бассейна и Верхневолжские гидроэлектростанции; Уральская энергосистема, объединяющая электростанции Челябинской, Свердловской и Пермской областей; Южная энергосистема, объединяющая электростанции Донбасса, Днепра и Ростовской области, и т. д.

В ближайшей перспективе будет создана объединенная энергетическая система Европейской части Советского Союза, которая явится крупнейшей энергетической системой в мире. В широких масштабах проводятся работы по кольцеванию электростанций и

объединению раздельно работающих энергосистем и в других районах нашей страны.

Высоковольтные линии электропередачи выполняются воздушными или кабельными.

Для передачи электрической энергии на большие расстояния применяются исключительно воздушные линии электропередачи. Это обусловливается тем, что они значительно дешевле кабельных линий. Так, например, при медных проводах сечением 120 *мм*^{2} 1 *км* 35-*кв* воздушной линии стоит в 2,5 раза дешевле кабельной линии.

Кабельные линии сравнительно недавно применялись исключительно в распределительных сетях напряжением обычно не более 6—10 *кв*. В результате успехов кабельной техники в настоящее время многие кабельные линии по передаваемой мощности и напряжению не уступают воздушным линиям электропередачи. Кабели изготовляют на напряжение до 110—220 *кв*. Однако в связи со значительно более высокой стоимостью таких кабельных линий они применяются только в тех случаях, когда сооружение воздушных линий затруднено или вовсе невозможно (например на территории больших городов).

Следует отметить, что кабельные линии не требуют площади на поверхности земли, более надежны в работе и обеспечивают бо́льшую безопасность для населения.

Воздушные линии электропередачи, наряду со значительно меньшей их стоимостью, позволяют применять более высокие напряжения (более 220 *кв*). По сравнению с кабельными линиями строительство и ремонт воздушных линий проще и допускаемые нагрузки на провода по току выше.

Устройство воздушных линий электропередачи. В зависимости от назначения и напряжения воздушные линии электропередачи делятся на три класса.

К I классу относятся линии напряжением 35 *кв* и выше. Исключением являются 35-*кв* линии, питающие неответственные нагрузки.

Ко II классу относятся линии с напряжением от 1 до 20 *кв* независимо от способа крепления проводов на опорах, а также 35-*кв* линии с креплением проводов на штыревых изоляторах, а при питании неответственных нагрузок — и на подвесных изоляторах.

К III классу относятся линии с напряжением 1 *кв* и ниже независимо от способа крепления проводов на опорах.

Основными элементами линий электропередачи являются провода, изоляторы и опоры.

В качестве проводов на воздушных линиях электропередачи применяются однопроволочные, многопроволочные и полые провода.

Применение однопроволочных проводов допускается только на линиях II и III классов. Однопроволочные провода изготовляются из меди или стали. По условиям механической прочности ограничивают величины максимально и минимально допустимых диаметров однопроволочных проводов.

На линиях электропередачи наиболее широкое применение получили многопроволочные провода, которые более надежны в механическом отношении. Эти провода имеют центральную проволоку, на которую по винтовой линии навиваются проволоки в один слой (повив) и более. На рис. 37 показаны поперечные сечения многопроволочных проводов, имеющих один, два и три повива. Количество проволок N в проводе в зависимости от числа повивов n определяется по формуле

$$N = 3n(n+1)+1. \quad (11)$$

Если для многопроволочного провода известно число повивов n и диаметр отдельных проволок d_0, то его внешний диаметр d может быть найден из следующего соотношения:

$$d = (2n+1)\,d_0. \quad (12)$$

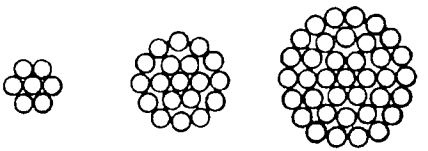


Рис. 37. Поперечные сечения многопроволочных проводов с одним, двумя и тремя повивами

На высоковольтных линиях электропередачи применяются медные, алюминиевые, стале-алюминиевые и стальные многопроволочные провода.

Проволоки медных многопроволочных проводов изготовляются из твердотянутой меди и обладают достаточно высокой механической прочностью. Эти провода имеют высокую проводимость и хорошо противостоят атмосферным воздействиям и большинству химических примесей, которые могут содержаться в воздухе.

Алюминиевые провода имеют проводимость в 1,6 раза меньшую, чем медные провода того же сечения, а также значительно меньшую механическую прочность. Вследствие этого алюминиевые провода применяют только в местных сетях с напряжением не более 10 *кв* и имеющих небольшие расстояния между опорами. Алюминиевые провода хорошо противостоят атмосферным воздействиям, но могут разрушаться при наличии некоторых химических примесей в воздухе.

Стале-алюминиевые провода имеют внутреннюю часть из стальных проволок, а внешние повивы — из алюминиевых. При такой конструкции провода обеспечивается его большая механическая прочность при достаточно высокой проводимости. Стале-алюминиевые провода обычно применяют на линиях 35—220 *кв*, имеющих большие расстояния (пролеты) между опорами. Стале-алюминиевые провода имеют значительно больший диаметр по сравнению с медными той же проводимости. В связи с этим повышается напряжение, при котором наступает коронирование провода. Это преимущество стале-алюминиевых проводов делает рациональным их применение на линиях электропередачи высокого напряжения (110—220 *кв*). Вследствие малой проводимости стали по сравнению с алюминием при расчетах проводимость стальной сердцевины стале-алюминиевых проводов не учитывается.

Стальные провода (канаты) обладают высокой механической прочностью, но плохой проводимостью (в 7 раз меньше, чем медных проводов). Поэтому стальные провода применяют при передаче сравнительно небольших мощностей. Существенным недостатком стальных проводов является их подверженность коррозии (ржавлению). Для устранения этого недостатка проволоку, из которой изготовляют стальные провода, оцинковывают. Оцинкованные стальные провода нормально хорошо противостоят атмосферным воздействиям, но могут быстро разрушаться при наличии в воздухе некоторых химических примесей.

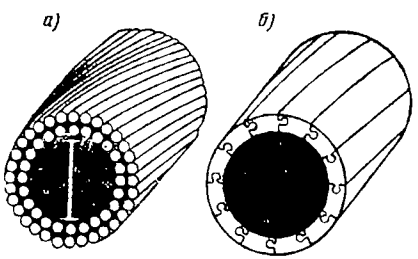


Рис. 38. Конструкции полых проводов

Стальные канаты широко используются в качестве заземленных тросов, основным назначением которых является защита линий электропередачи от атмосферных перенапряжений.

На линиях электропередачи с напряжением 220 *кв* и выше применяют полые провода. Конструкции таких проводов показаны на рис. 38. Эти провода имеют больший диаметр по сравнению с многопроволочными проводами того же сечения, что позволяет снизить или вовсе устранить потери энергии на корону. Провод, показанный на рис. 38, *а*, имеет внутренний каркас, свитый по спирали, на который наложены рабочие повивы. Этот каркас почти не несет механической и электрической нагрузок, что является недостатком конструкции. Указанный недостаток устранен в конструкции полого провода, показанного на рис. 38, *б*. Однако эта конструкция требует для изготовления провода фасонной проволоки, что усложняет производство таких проводов. Медные полые провода обычно изготовляются без каркаса, а алюминиевые—с каркасом вследствие меньшей жесткости алюминия.

На мощных линиях высокого напряжения применяют так называемые расщепленные провода. Расщепленный провод может состоять, например, из трех многопроволочных проводов, расположенных на малых расстояниях друг от друга, в вершинах равностороннего треугольника. Использование расщепленных проводов позволяет снизить потери на корону, не прибегая к применению полых проводов.

Провода линий электропередачи подвешивают или укрепляют на штыревых или подвесных фарфоровых изоляторах. При напряжении линии до 10 *кв* обычно применяют штыревые изоляторы. При напряжениях 20—30 *кв* применяют как штыревые, так и подвесные изоляторы. На линиях электропередачи напряжением 110 *кв* и выше применяют только подвесные изоляторы. В послед-

нее время начинают получать применение палочные (стержневые) изоляторы.

Штыревые изоляторы выпускаются на различные напряжения. На рис. 39 показаны штыревые изоляторы различных типов. Изолятор типа ТФ (рис. 39, *а*) обычно применяется на линиях низкого напряжения. На рис. 39, *б* и *в* показаны изоляторы типов ШС и

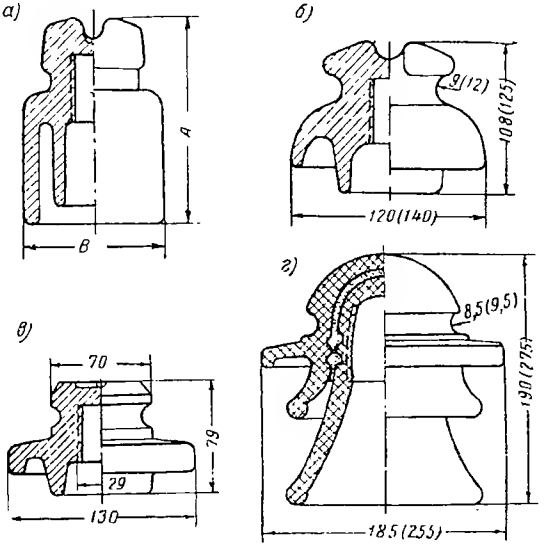


Рис. 39. Штыревые изоляторы типов:
а — ТФ; *б* — ШС-6, ШС-10; *в* — УШЛ; *г* — ШД-20 и ШД-35

УШЛ, которые применяются на линиях 3—10 *кв*, и на рис. 39, *г* — изолятор типа ШД на напряжение 20—35 *кв*. Штыревые изоляторы укрепляют на стальных крюках, а при наличии траверс — на штырях.

Стандартный подвесный изолятор показан на рис. 40, а основные данные для изоляторов этого типа приведены в табл. 4.

Таблица 4

Основные данные по стандартным подвесным изоляторам

Тип изолятора	Гарантированная разрывная прочность изолятора в *т*	Размеры изолятора в *мм*	
		A	*B*
П-2	2	115	180
4,	4,5	170	280
П-7	7	210	325

Подвесные изоляторы типа П-4,5 широко применяются также в устройствах контактной сети.

На линиях электропередачи 400 *кв* применяются изоляторы типов П-8,5 и П-11, имеющие гарантированную резервную прочность соответственно 8,5 и 11 *т*.

Из подвесных изоляторов собирают поддерживающие и натяжные гирлянды, как показано на рис. 41 и 42. Количество изоляторов в гирлянде определяется в зависимости от напряжения линии согласно табл. 5. Провод к гирлянде изоляторов прикрепляется при помощи ушка и поддерживающего или натяжного зажима.

На линиях электропередачи 400 *кв* поддерживающие гирлянды собираются из 20—22 изоляторов типа П-8,5, а натяжные гирлянды — из 20—22 изоляторов типа П-11.

Линии электропередачи могут быть одноцепными и двухцепными. Расположение проводов на опорах может быть различным.

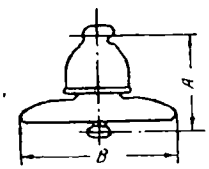


Рис. 40. Подвесной изолятор

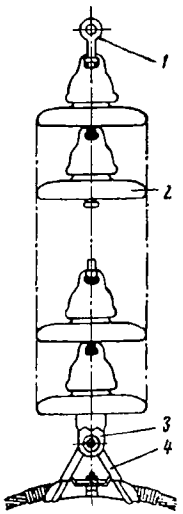


Рис. 41. Поддерживающая гирлянда изоляторов:

1 — серьга; *2* — подвесной изолятор; *3* — ушко; *4* — поддерживающий зажим

На рис. 43 показано расположение проводов: треугольником — *а*, вертикальное — *б*, елкой — *в*, обратной елкой — *г* и горизонтальное — *д*. При горизонтальном расположении проводов исключается возможность их схлестывания при сбрасывании гололеда. Поэтому в гололедных районах применяется преимущественно горизонтальное расположение проводов.

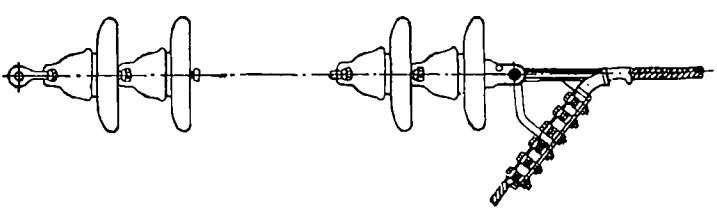


Рис. 42. Натяжная гирлянда изоляторов

Как видно из рис. 43, провода каждой цепи располагаются несимметрично по отношению друг к другу (за исключением тре-

Таблица 5

Количество изоляторов типа П-4,5 в гирлянде на линиях с различным напряжением

Номинальное напряжение в *кв*	Тип опор	Количество изоляторов	
		в подвесной гирлянде	в натяжной гирлянде
220	Металлические	14	16
154	»	11	12
110	»	7	8
110	Деревянные	6	7
20—35	Металлические	3—4	4—5
20—35	Деревянные	2	3

угольника). Это приводит к различию в индуктивных сопротивлениях отдельных проводов и емкостей между ними. В связи с этим даже при симметричной нагрузке фаз потери напряжения в отдельных проводах получаются различными. При несимметричном расположении проводов линии электропередачи увеличивается влияние ее на устройства связи.

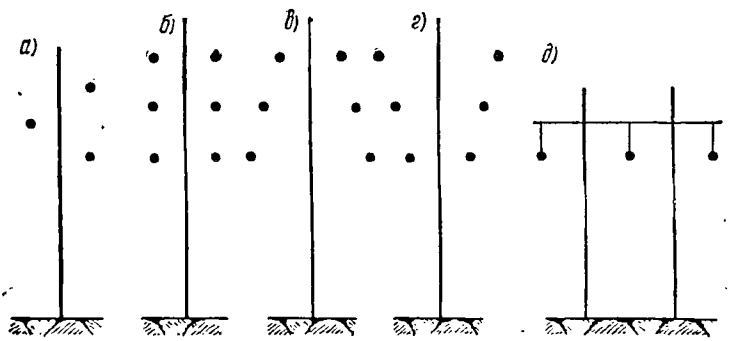


Рис. 43. Расположение проводов на опорах

Для устранения этого применяют транспозицию проводов линий электропередачи, т. е. перестановку расположения проводов отдельных фаз на опорах.

Отрицательное влияние несимметрии повышается с увеличением длины линии и расстояния между ее проводами. Поэтому транспозиция проводов обычно применяется на линиях 35 *кв* и выше. В местных сетях до 10 *кв*, имеющих сравнительно небольшую длину, транспозицию проводов, как правило, не устраивают.

На рис. 44 показана схема транспозиции проводов трехфазной линии Через каждые три участка *а* провода линии занимают свое исходное положение, т. е. завершается полный цикл транспозиции.

При осуществлении транспозиции линия делится на участки примерно равной длины таким образом, чтобы получалось 1—2 полных цикла транспозиции и более. При этих условиях количество участков *а* должно быть кратным 3.

Опоры воздушных линий электропередачи выполняются металлическими, деревянными и железобетонными. Металлические опоры применяются на линиях 154 *кв* и более высокого напряжения. На линиях 35—110 *кв* применяются как деревянные, так и металлические опоры. По сравнению с металлическими опорами стоимость деревянных опор значительно меньше. Однако деревянные опоры имеют более короткий срок службы.

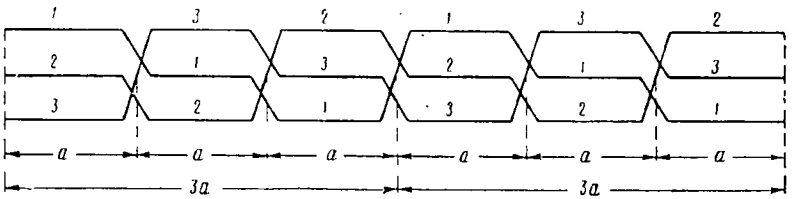


Рис. 44. Схема транспозиции (перестановки) проводов трехфазной линии электропередачи

Расстояние между опорами (длина пролета в среднем составляет для линий 35—110 *кв* 150—250 *м*, для линий 154—220 *кв* увеличивается до 250—350 *м*, а для линий 400 *кв* — 350—400 *м*.

Большинство опор линий электропередачи является промежуточными. Эти опоры воспринимают вертикальную нагрузку от веса проводов и изоляторов и горизонтальную поперечную нагрузку, возникающую под действием ветра. Промежуточные опоры не могут выдерживать значительных нагрузок вдоль линии. Гирлянды изоляторов на промежуточных опорах занимают вертикальное положение. При применении штыревых изоляторов провода прикрепляются к ним нормальной вязкой.

Линии электропередачи разбиваются на анкерные участки, в месте стыкования которых устанавливаются **анкерные опоры**. К траверсам анкерных опор провода прикрепляются при помощи натяжных зажимов и гирлянд, которые занимают почти горизонтальное положение. Провода смежных пролетов на анкерных опорах соединяются между собой петлей провода, проходящей под траверсой, как показано на рис. 45.

При применении штыревых изоляторов прикрепление к ним проводов на анкерных опорах осуществляется прочной вязкой. Если сечение провода значительно, то для большей надежности их прикрепляют на анкерных опорах к двум или даже трем штыревым изоляторам. В ряде случаев, при применении на промежуточных опорах штыревых изоляторов, прикрепление проводов на анкерных опорах производится при помощи натяжных гирлянд.

Анкерные опоры рассчитываются со значительным запасом прочности, исходя из возможности обрыва проводов и тросов. В этом случае анкерные опоры должны выдерживать большие продольные усилия от натяжения оставшихся проводов. Применение анкерных

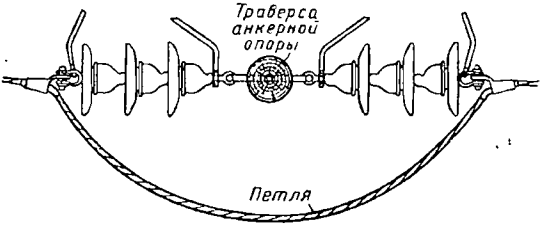


Рис. 45. Соединение петлей проводов смежных пролетов на анкерной опоре

опор позволяет ограничить повреждение линии при обрыве проводов пределами анкерного участка. Кроме того, анкерные опоры при

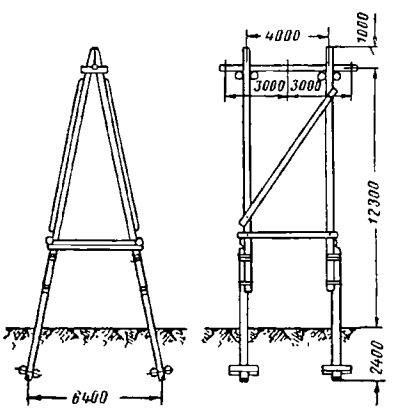


Рис. 46. Анкерная АП-образная деревянная опора

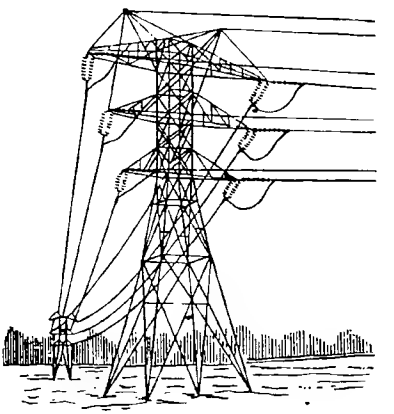


Рис. 47. Анкерная металлическая угловая опора двухцепной линии 110 *кв*

монтаже линии используются в качестве опорных точек. Расстояние между анкерными опорами обычно не превышает 5 *км*.

На линиях электропередачи применяют также угловые опоры в местах изменения направления линии, переходные опоры применяют в местах перехода линии электропередачи через реки, ущелья, железные дороги и т. п., перестановочные опоры — в местах осуществления транспозиции проводов.

Применяемые конструкции опор линий электропередачи весьма разнообразны. На рис. 46 приведена конструкция анкерной дере-

вянной опоры одноцепной линии 110 *кв* с горизонтальным расположением проводов. На рис. 47 показана металлическая угловая опора двухцепной линии 110 *кв* с расположением проводов обратной елкой. На рис. 48 показана промежуточная, а на рис. 49 анкерная опоры линии электропередачи Куйбышевская ГЭС — Москва напряжением 400 *кв*.

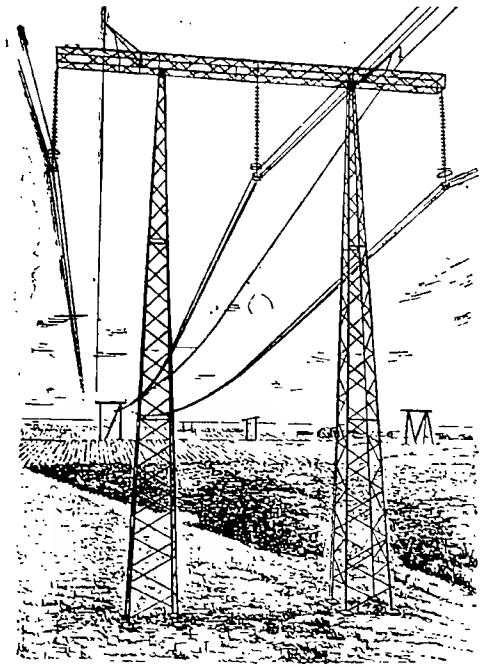


Рис. 48. Промежуточная опора линии электропередачи 400 *кв*

Устройство кабельных линий. Кабельные линии обычно прокладывают непосредственно в земле. При укладке кабеля откапывают траншею, на дно которой насыпают слой песка или мягкой земли. После укладки кабеля на него насыпают такой же слой сверху. Если на трассе могут часто производиться земляные работы, при которых возможно повреждение кабеля, то последний дополнительно защищают рядом кирпичей. После укладки кабеля траншею засыпают землей, которую утрамбовывают. На рис. 50 показана прокладка кабелей в земляной траншее.

На территории городов, в местах применения усовершенствованных дорожных покрытий, иногда применяют укладку кабелей в блоках. В этом случае кабель укладывают в гончарных или асбоцементных трубах или в специальных бетонных блоках, имеющих одно или несколько отверстий для пропуска кабеля. При этом способе укладки обеспечивается хорошая защита кабеля от повреждений и имеется возможность не производить раскопки трассы кабеля при его смене или ремонте. Недостатком этого способа являются значительно худшие условия охлаждения кабелей. В связи с этим укладка кабелей в блоках применяется только в исключительных случаях

При большом количестве параллельно идущих кабелей в отдельных случаях для их прокладки устраивают специальные тоннели. Такой способ применяется, например, при прокладке кабелей, выходящих из машинного зала крупной электростанции. В этом случае обеспечивается удобный осмотр и ремонт кабелей и для их прокладки не требуется значительного места на поверхности земли.

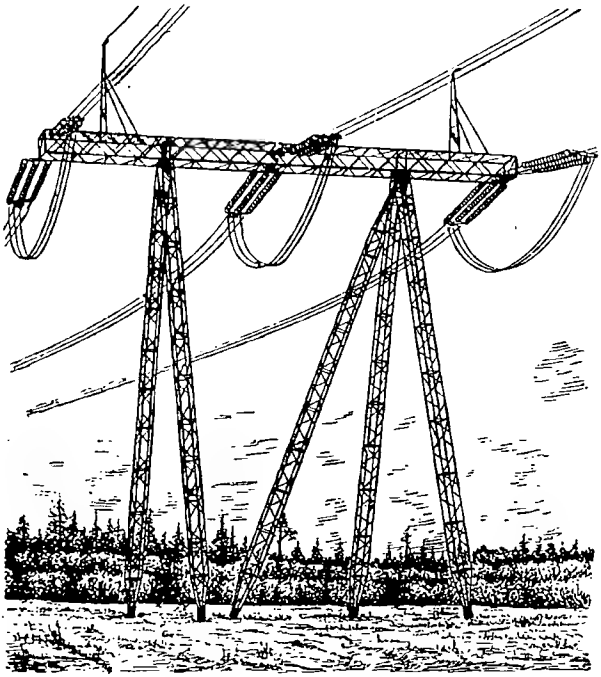


Рис. 49. Анкерная опора линии электропередачи 400 *кв*

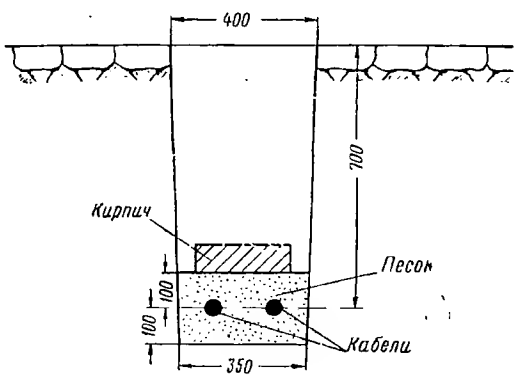


Рис. 50. Прокладка кабелей в земляной траншее

В кабельных сетях напряжением до 10 *кв*, уложенных непосредственно в землю, наиболее часто применяются трех- и четырехжильные бронированные кабели с бумажной изоляцией, пропитанной маслом. Конструкция такого кабеля показана на рис. 51. Свинцовая оболочка предохраняет изоляцию кабеля от попадания влаги и высыхания. От механических повреждений свинцовая оболочка защищена броней, состоящей из двух навитых стальных лент. Броня защищена от химического воздействия почвы джутовой пропитанной оплеткой. Кабель описанной конструкции соответствует марке СБ, что означает: освинцованный, бронированный. При прокладке кабелей марки СБ в тоннелях джутовую оплетку удаляют, чтобы устранить возможность ее загорания. В этих условиях применяются также кабели марок СБГ и СПГ, которые не имеют джутовой оплетки.

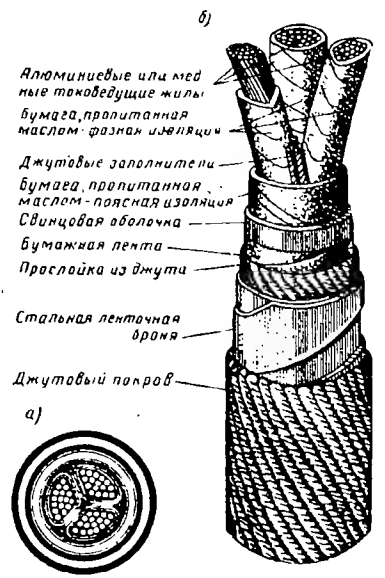


Рис. 51. Трехжильный бронированный кабель с бумажной изоляцией на напряжение до 10 *кв*

Если кабель в процессе эксплуатации подвергается значительным растягивающим усилиям, то применяется кабель марки СП, который имеет броню из оцинкованных плоских стальных проволок. При прокладке линии под водой, например при переходе ее через реку, применяется кабель марки СК, который имеет броню из круглых стальных оцинкованных проволок.

У трехжильных кабелей на напряжение 20—35 *кв* (марки ОСБ) каждая жила сверх бумажной изоляции имеет свою свинцовую оболочку, как показано на рис. 52.

В настоящее время все более широкое применение находят кабели с алюминиевой оболочкой вместо свинцовой.

Кабели на напряжение 110—220 *кв* изготовляются одножильными и имеют бумажную изоляцию, пропитанную маслом. Конструкция такого кабеля показана на рис. 53. Токоведущая часть кабеля имеет спираль *4*, на которую навиты медные проволоки *3*. Во внутреннюю часть кабеля под давлением нагнетают масло, которое заполняет поры, чтобы в них не происходила ионизация, приводящая к пробою изоляции кабеля. Изоляция кабеля *2* состоит из бумаги, пропитанной маслом. Поверх изоляции нанесена свинцовая оболочка *1*.

Бумажная изоляция кабелей боится сырости. Поэтому на за-

воде при изготовлении кабелей с бумажной изоляцией их концы герметически запаивают, а при монтаже кабелей возможность проникания влаги в их изоляцию устраняют установкой специальных муфт. В зависимости от назначения муфты делятся на соединительные и концевые.

На высоковольтных кабельных линиях применяются свинцовые соединительные кабельные муфты. Разрез такой муфты показан на рис. 54. При установке муфты концы кабеля разделывают, т. е. на нужной длине снимают джутовую оплетку, броню, свинцовую оболочку и бумажную изоляцию. Концы жил кабеля соединяют между собой зажимами и для устранения возможности соприкасания их между собой изолируют жилы отдельных фаз друг от друга специальными прокладками. После этого устанавливают свинцовую муфту, концы которой припаивают к свинцовой оболочке. Через отверстия в муфте последнюю заливают кабельной массой, после чего эти отверстия также запаивают. От механических повреждений свинцовые муфты предохраняют установкой защитных оболочек из чугуна, стали или отрезка гончарной трубы.

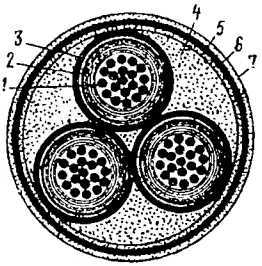


Рис. 52. Конструкция кабеля с бумажной изоляцией на напряжение 20 — 35 *кв*: *1* — жилы; *2* — бумажная изоляция; *3* — свинцовая оболочка; *4* — джутовый заполнитель; *5* — бумажная лента; *6* — стальная броня; *7* — асфальтированная джутовая оплетка

На кабелях напряжением до 1 *кв* применяют чугунные муфты. Установка этих муфт проще, но они менее надежно защищают изоляцию кабеля от проникания влаги.

В местах присоединения кабелей к аппаратуре на них устанавливают концевые муфты.

Наиболее простой тип концевой муфты (воронки) показан на рис. 55. Такие воронки применяют на кабелях до 10 *кв* с поясной изоляцией, монтируемых в сухих помещениях. На рис. 56 показана муфта, предназначенная для работы на открытом воздухе.

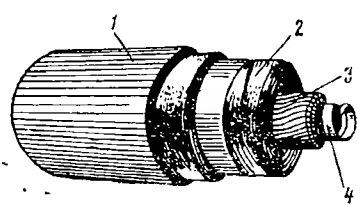


Рис. 53. Маслонаполненный кабель

Концевые кабельные муфты, так же как и соединительные, заливают кабельной массой.

Недостатком концевых муфт, заливаемых кабельной массой, является возможность вытекания массы при повышении температуры и загорания ее при коротких замыканиях. В связи с этим появились и получили довольно широкое применение так называемые сухие заделки кабелей при напряжениях обычно до 10 *кв*, а в отдельных случаях до 35 *кв*. Сухая заделка концов

кабелей может быть выполнена различными способами. В качестве примера на рис. 57 показана сухая заделка кабеля, которая осуществляется намоткой на бумажную изоляцию лакоткани и покрытием ее соответствующими лаками.

Основные сведения по расчету линий электропередачи. В процессе расчета линий электропередачи определяют потери напря-

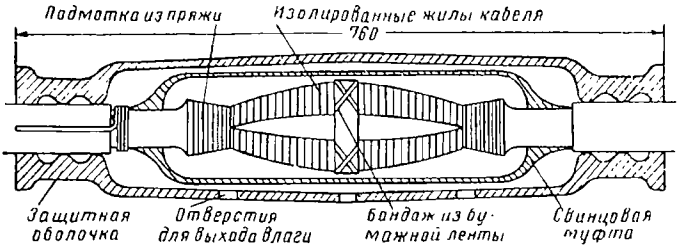


Рис. 54. Свинцовая соединительная муфта

жения и мощности в их проводах. Для решения этой задачи необходимо знать постоянные линии, т. е. активное и индуктивное

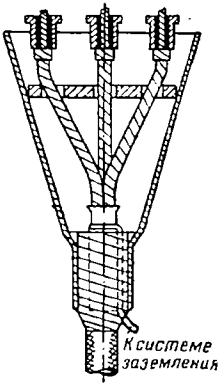


Рис. 55. Концевая стальная муфта (воронка)

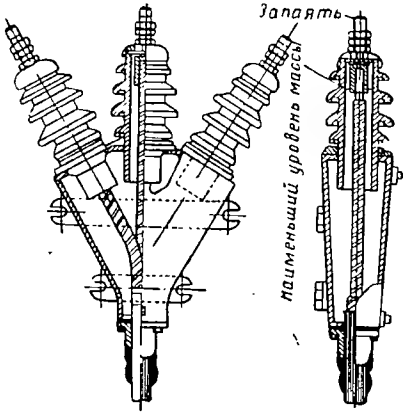


Рис. 56. Концевая чугунная муфта для наружной установки

сопротивления и активную и реактивную проводимости ее. При определении постоянных линии их относят к единице ее длины.

Активное сопротивление проводов линии, как известно, несколько больше омического их сопротивления. Однако различие в величинах активного и омического сопротивлений проводов незначительно. Поэтому обычно при определении активного сопротивления проводов линии явление поверхностного эффекта не учитывается.

Величина активного сопротивления r_0 определяется из уравнения

$$r_0 = \frac{\rho}{q} \text{ ом/км}, \qquad (13)$$

где ρ — расчетное удельное сопротивление материала провода в $ом \cdot мм^2/км$;

q — сечение провода в $мм^2$.

При температуре 20°С обычно принимают для медных проводов $\rho_{20}=18{,}87$ $ом \cdot мм^2/км$ и для алюминиевых $\rho_{20}=31{,}2$ $ом \cdot мм^2/км$. Удельное сопротивление при температуре t°С определяется из соотношения

$$\rho_t = \rho_{20}[1 + \alpha(t-20)], \qquad (14)$$

где α — температурный коэффициент изменения сопротивления, равный 0,0038 для меди и 0,0039 для алюминия.

Индуктивное сопротивление линии обусловливается наличием вокруг проводов переменного магнитного поля, которое возникает при протекании по ним переменного тока.

Индуктивное сопротивление x_0 для проводов из цветных металлов (меди и алюминия) при частоте 50 $гц$ определяется из следующего соотношения:

$$x_0 = 0{,}1445 \lg \frac{2D_{ср}}{d} + 0{,}0157 \text{ ом/км}, \qquad (15)$$

где $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между осями проводов;

d — внешний диаметр провода.

Среднее геометрическое расстояние между проводами определяется из соотношения

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{13}}. \qquad (16)$$

В уравнении (16) индексы указывают, между осями каких проводов принимается расстояние D. При расположении проводов линии треугольником $D_{ср} = D$. При горизонтальном расположении проводов $D_{ср} = \sqrt[3]{DD2D} = 1{,}26D$.

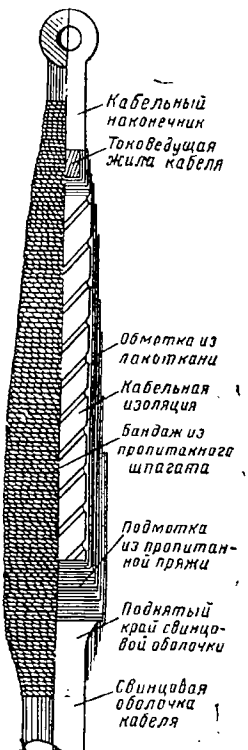


Рис. 57. Сухая заделка кабеля

Активная проводимость линии вызывается явлением короны и утечкой через изоляцию линии.

Коронирование линии сопровождается характерным шипящим потрескиванием, фиолетовым свечением ионизированного слоя воздуха и его озонированием. Явление короны наступает, когда

напряженность электрического поля, создаваемого проводами линии, превышает электрическую прочность воздуха (21,1 *кв/см*).

Напряжение линии, при котором наступает явление короны, называют критическим. Если рабочее напряжение линии ниже критического, то явление короны отсутствует и связанных с ней потерь мощности не происходит.

Величина критического напряжения, как уже было указано, повышается с увеличением диаметра проводов и расстояния между ними. При проектировании линий электропередачи провода обычно рассчитывают таким образом, чтобы при хорошей погоде потери на корону отсутствовали. С явлением короны приходится считаться при напряжении линии 110 *кв* и выше.

Утечка через изоляторы и связанная с ней потеря мощности, даже при весьма неблагоприятных условиях (туман и дождь при загрязненной поверхности изоляторов), незначительны, и поэтому в расчетах ими обычно пренебрегают.

Реактивная проводимость линии обусловлена наличием емкости каждого из ее проводов по отношению к другим проводам линии и земле. При практических расчетах реактивная (емкостная) проводимость b_0 линии при частоте 50 *гц* приближенно может быть определена из следующего соотношения:

$$b_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{2D_{ср}}{d}} \cdot 10^{-6} \; сим/км. \qquad (17)$$

Значения $D_{ср}$ и d в уравнении (17) те же, что и в уравнении (15).

Наличие реактивной проводимости вызывает появление в линии емкостного (зарядного) тока $I_{в_0}$, величина которого определяется по формуле

$$I_{в_0} = \frac{U}{\sqrt{3}} b_0 \; а/км, \qquad (18)$$

где U — междуфазное напряжение в *в*.

Величина зарядного тока в линии увеличивается от конца к началу линии пропорционально ее длине.

В местных воздушных и кабельных сетях величина емкостных токов незначительна по сравнению с рабочими токами нагрузки. В районных сетях большой протяженности емкостные токи соизмеримы с токами нагрузки. Практически влияние емкостных токов обычно начинает заметно сказываться на воздушных сетях напряжением более 35 *кв* и кабельных — 10 *кв*. В связи с этим расчет местных сетей производят без учета реактивной проводимости, а районных сетей высокого напряжения — с учетом ее.

Исходя из приведенных выше данных рассмотрим способы определения потери напряжения в проводах трехфазной линии.

Разберем наиболее простой случай, когда нагрузка приложена в конце линии, а последняя имеет сравнительно небольшую длину, т. е. можно не считаться с ее реактивной проводимостью (рис. 58, *а*). Предположим, что нагрузка фаз линии и угол сдвига между током и напряжением в ее проводах одинаковы. При этих условиях расчет трехфазной линии можно вести по одному из ее проводов, а затем перейти от фазного напряжения $U_ф$ к линейному напряжению U, которые связаны между собой соотношением

$$U = \sqrt{3} \cdot U_ф.$$

При длине линии l активное сопротивление каждого ее провода $R = r_0 l$, а индуктивное сопротивление $X = x_0 l$. Провод каждой фазы линии при принятых допущениях может быть представлен схемой замещения, которая показана на рис. 58, *б*.

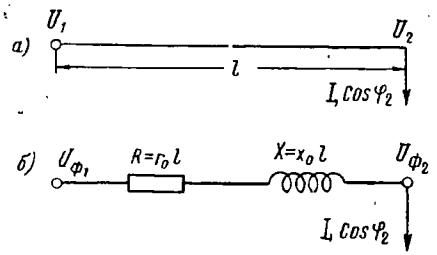


Рис. 58. Схема замещения трехфазной линии с одной нагрузкой

Для построения векторной диаграммы откладываем от точки *о* в определенном масштабе по горизонтальной оси величину фазо-

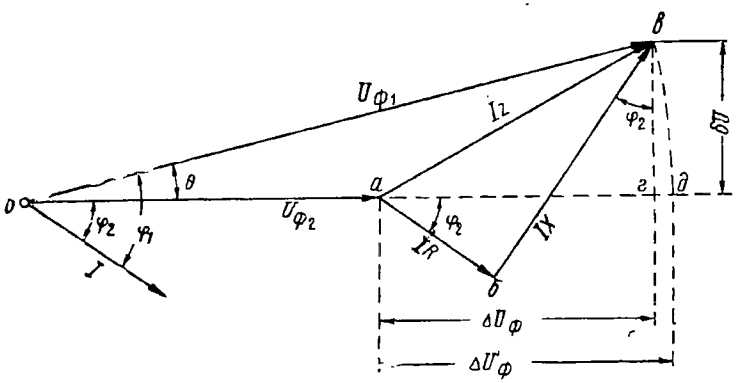


Рис. 59. Векторная диаграмма трехфазной линии с одной нагрузкой

вого напряжения $U_{ф_2}$ в конце линии и ток нагрузки I, сдвинутый по фазе на угол φ_2, как показано на рис. 59. Через точку *а* проводим прямую линию, параллельную вектору тока I, и от точки *а* откладываем величину активного падения напряжения в линии IR (отрезок *аб*). Через точку *б* проводим прямую линию перпендикулярно отрезку *аб* и от точки *б* откладываем индуктивное падение напряжения в линии (отрезок *бв*), которое равно IX. Соединяя точки *в* и *о*, получаем вектор напряжения *ов* в начале линии $U_{ф_1}$. Вектор напряжения в начале линии $U_{ф_1}$ сдвинут по

отношению к току I на угол φ_1 и по отношению к напряжению в конце линии — на угол 0.

Падением напряжения называется геометрическая разность между напряжениями в начале и конце линии, которая равна отрезку *ав*. Падение напряжения в линии может быть представлено как геометрическая сумма продольного падения напряжения ΔU_ϕ (отрезок *аг*) и поперечного падения напряжения δU_ϕ (отрезок *гв*).

Работа приемников электрической энергии, присоединенных в данном случае в конце линии, определяется величиной подводимого к ним напряжения. Поэтому наибольший интерес представляет потеря напряжения $\Delta U'_\phi$, которая равна алгебраической разности напряжений в начале и конце линии.

В результате построения векторных диаграмм для каждого конкретного случая могут быть найдены указанные расчетные величины. Определение может быть произведено также аналитическим путем. В этом случае при расчете местных сетей обычно вместо действительной величины потери напряжения в линии $\Delta U'_\phi$ определяют продольное падение напряжения ΔU_ϕ, которое может практически отличаться от $\Delta U'_\phi$ на 3 — 5%. Если учесть, что потеря напряжения в рассматриваемом случае обычно не превышает 10% напряжения в начале линии, то ошибка в результатах расчетов при указанной замене получается ничтожной.

Проектируя отрезки *аб* и *бв* на горизонтальную ось (см. рис. 59), получаем следующее соотношение:

$$\Delta U_\phi = RI\cos\varphi_2 + XI\sin\varphi_2.$$

Если учесть, что активная составляющая тока нагрузки $I_a = I\cos\varphi_2$, а реактивная $I_r = I\sin\varphi_2$, то получаем следующее соотношение для определения величины потери линейного (междуфазного) напряжения в линии

$$\Delta U = \sqrt{3}\,\Delta U_\phi = \sqrt{3}\,(I_a R + I_r X). \qquad (19)$$

При расчете линий часто заданными являются величины активной P и реактивной Q потребляемой мощности. Если обозначить через U_2 напряжение в конце линии, то $P = \sqrt{3}\cdot U_2 I_a$ и $Q = \sqrt{3}\cdot U_2 I_r$.

Определив из этих соотношений значения I_a и I_r и подставив их в уравнение (19), получаем следующую формулу для определения ΔU:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_2}. \qquad (20)$$

Обычно при расчетах вместо напряжения в конце линии U_2 подставляют значение номинального напряжения в сети $U_н$.

Пример. Требуется определить потерю напряжения в трехфазной линии длиной $l = 500$ *м*. Номинальное напряжение линии 380 *в*. В конце линии приложена нагрузка $I = 100$ *а*, $\cos\varphi = 0{,}8$. Линия имеет алюминиевые провода марки А-95 диаметром $d = 12{,}4$ *мм*, среднее геометрическое расстояние между проводами линии $D_{ср} = 400$ *мм*.

Определим активное сопротивление провода

$$R = \frac{\rho}{q} l = \frac{31{,}2}{95} 0{,}5 = 0{,}164 \text{ ом}.$$

Определим индуктивное сопротивление провода

$$X = \left(0{,}1445 \lg \frac{2 D_{ср}}{d} + 0{,}0157\right) l =$$

$$= \left(0{,}1445 \lg \frac{2 \cdot 400}{12{,}4} + 0{,}0157\right) 0{,}5 = 0{,}145 \text{ ом}.$$

Определяем активную и реактивную составляющие тока

$$I_a = I \cos\psi_2 = 100 \cdot 0{,}8 = 80 \text{ а};$$
$$I_r = I \sin\varphi_2 = 100 \cdot 0{,}594 = 59{,}4 \text{ а}.$$

Потеря линейного напряжения в линии будет

$$\Delta U = \sqrt{3}(I_a R + I_r X) = \sqrt{3}(80 \cdot 0{,}164 + 59{,}4 \cdot 0{,}145) = 37{,}6 \text{ в},$$

или

$$\Delta U = \frac{37{,}6}{380} \cdot 100 = 9{,}9\%.$$

Рассмотрим метод расчета длинной линии, когда необходимо учитывать реактивную ее проводимость. Вначале возьмем наиболее простой случай одной нагрузки в конце линии, который показан на рис. 60, *а*.

Реактивная проводимость, активное и индуктивное сопротивления линии равномерно распределены вдоль всей ее длины. Для упрощения расчетов последние обычно производят по так называемой П-образной схеме замещения, которая показана на рис. 60, *б*. В этом случае условно предполагают, что половина реактивной (емкостной) проводимости всей линии $\frac{B}{2} = \frac{b_0 l}{2}$ сосредоточена в конце линии, а другая ее половина—в начале линии. Активное и индуктивное сопротивления линии также предполагают сосредоточенными и расположенными между точками присоединения реактивных проводимостей. Подобное допущение позволяет получать достаточную точность результатов расчета при длине 110-*кв* линии до 150 *км* и 220-*кв* линии до 250 *км*.

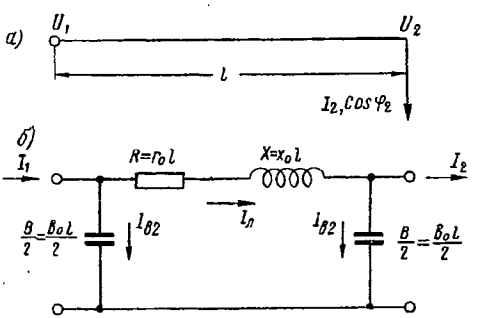


Рис. 60. П-образная схема замещения линии с одной нагрузкой

Исходя из П-образной схемы замещения, вначале построим векторную диаграмму фазных напряжений и токов для холостого хода линии, т. е. в случае, когда нагрузка в ее конце отсутствует.

Отложим по горизонтальной оси величину фазового напряжения в конце линии U_{ϕ_2} (рис. 61). Вследствие реактивной проводимости в линии будет протекать ток $I_{B_2} = U_{\phi_2}\frac{B}{2}$, который сдвинут относительно U_{ϕ_2} на угол 90°. Строим треугольник *абв* падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях линии. Соединяя точки *о* и *в*, получаем вектор напряжения

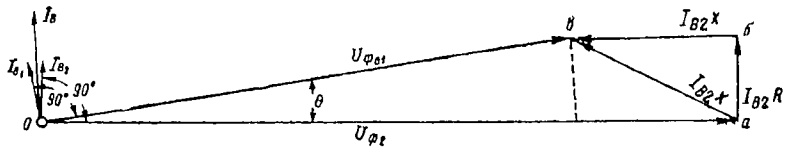


Рис. 61. Векторная диаграмма линии электропередачи при холостом ходе

в начале линии $U_{\phi 0_1}$. Ток в начале линии I_B равен геометрической сумме токов I_{B_2} и I_{B_1}. Как видно из рис. 61, при подключении длинной линии без нагрузки вследствие протекания по ней емкостного тока напряжение в начале линии $U_{\phi 0_1}$ меньше, чем в ее конце (U_{ϕ_2}).

Построим теперь векторную диаграмму для случая, когда в конце линии имеется нагрузка (рис. 62). По горизонтальной оси отложим напряжение в конце линии U_{ϕ_2} и через точку *о* под углом φ_2 проведем линию, на которой отложим в определенном масштабе ток нагрузки I_2. Угол φ_2 является углом сдвига тока I_2 относительно напряжения в конце линии U_{ϕ_2}. Так же, как и ранее, строим треугольник *абв* падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях линии, вызываемых током I_{B_2}, и треугольник *вгд* падения напряжения в тех же сопротивлениях от тока нагрузки I_2. Соединяя точки *о* и *д*, получаем вектор U_{ϕ_1} напряжения в начале линии.

При принятой схеме замещения, для того чтобы получить вектор тока $I_л$, протекающего в линии, необходимо геометрически сложить векторы токов I_2 и I_{B_2}. Ток в начале линии I_1 получается в результате суммирования векторов тока $I_л$ и I_{B_1}.

Как видно из векторной диаграммы рис. 62, наличие в линии емкостного тока уменьшает продольную и увеличивает поперечную составляющие падения напряжения в линии. При уменьшении нагрузки от максимального ее значения потеря напряжения в линии, уменьшаясь, при некоторой величине нагрузки становится равной нулю, а затем принимает отрицательное значение, т. е. величина напряжения в начале линии становится меньше, чем

в ее конце. Таким образом, емкостный ток снижает потерю напряжения в линии.

Одновременно с этим при длинных линиях повышение напряжения в случае холостого хода может оказаться опасным для изоляции линии и подключенного к ней оборудования. Из сказанного также следует, что имеется возможность изменять величину потери напряжения в длинной линии, искусственно подключая в ее конце емкость, и таким путем осуществлять регулирование напряжения у потребителей.

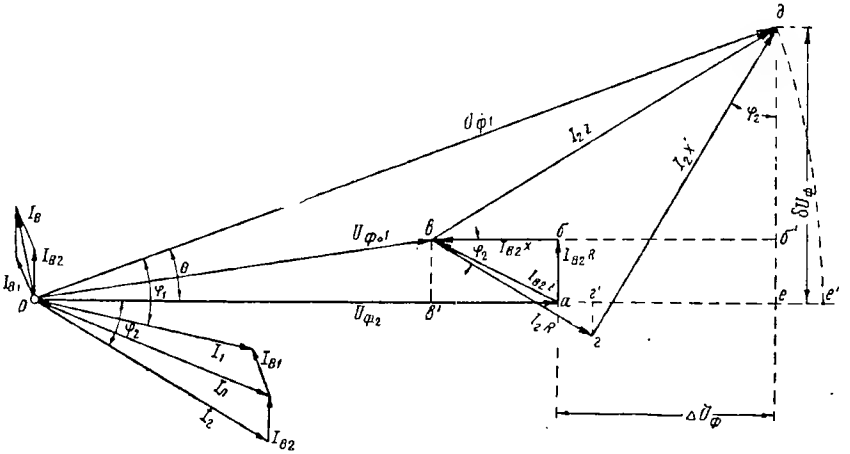


Рис. 62. Векторная диаграмма линии электропередачи при ее нагрузке

В результате построения векторной диаграммы имеется возможность определить значения U_{ϕ_1}, I_1 и φ_1, а затем найти величину мощности в начале линии $P_1 = \sqrt{3} U_{\phi_1} I_1 \cos\varphi_1$ и потерю мощности в ней.

Электрический расчет линии может быть также выполнен аналитическим путем. Выведем основные расчетные формулы.

Обозначим через $I_{a_2} = I_2 \cos\varphi_2$ и $I_{r_2} = I_2 \sin\varphi_2$ активную и реактивную составляющие тока нагрузки I_2. Исходя из векторной диаграммы рис. 62, определяем значения продольной ΔU_ϕ и поперечной δU_ϕ составляющих падения напряжения в линии:

$$\Delta U_\phi = I_{a_2} R + (I_{r_2} - I_{B_2}) X; \tag{21}$$

$$\delta U_\phi = I_{a_2} X - (I_{r_2} - I_{B_2}) R. \tag{22}$$

Обычно при проведении расчетов заданной является величина потребляемой мощности. Обозначим через P_{ϕ_2} и Q_{ϕ_2} активную и реактивную мощности одной фазы в конце линии.

Активная мощность одной фазы в конце линии $P_{\phi_2} = U_{\phi_2} I_{a2}$ или $I_{a_2} = \frac{P_{\phi_2}}{U_{\phi_2}}$ и при принятой П-образной схеме замещения реактивная мощность $Q_{\phi_2} = U_{\phi_2}(I_{r_2} - I_{B_2})$ или $I_{r_2} - I_{B_2} = \frac{Q_{\phi_2}}{U_{\phi_2}}$.

Подставляя полученные значения I_{a_2} и $I_{r_2} - I_{B_2}$ в уравнения (21) и (22), имеем:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{P_{\phi_2} R + Q_{\phi_2} X}{U_{\phi_2}}; \tag{23}$$

$$\delta U_{\phi} = \frac{P_{\phi_2} X - Q_{\phi_2} R}{U_{\phi_2}}. \tag{24}$$

Из векторной диаграммы рис. 62 видно, что фазное напряжение в начале линии U_{ϕ_1} равно геометрической сумме векторов U_{ϕ_2}, ΔU_{ϕ} и δU_{ϕ}, т. е. между ними имеется следующая зависимость:

$$\dot{U}_{\phi_1} = U_{\phi_2} + \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi}. \tag{25}$$

Подставляя в уравнение (25) полученные ранее значения для ΔU_{ϕ} и δU_{ϕ}, имеем

$$\dot{U}_{\phi_1} = U_{\phi_2} + \frac{P_{\phi_2} R + Q_{\phi_2} X}{U_{\phi_2}} + j\frac{P_{\phi_2} X - Q_{\phi_2} R}{U_{\phi_2}}. \tag{26}$$

Если правую и левую части уравнения (26) умножить на $\sqrt{3}$, то получим следующее уравнение для определения междуфазного напряжения в начале линии:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}, \tag{27}$$

где U_2, P_2 и Q_2 — междуфазное напряжение, активная и реактивная мощности трех фаз в конце линии.

Мощность в линии

$$W = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3} \cdot UI_{л},$$

или

$$I_{л} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U}.$$

Как известно, активные и реактивные потери мощности в проводах линии выражаются следующими соотношениями:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{л}^2 R; \tag{28}$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{л}^2 X. \tag{29}$$

Если в уравнения (28) и (29) подставить приведенное значение для $I_л$, то получаем следующие формулы для определения потери активной и реактивной мощностей в линии:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \tag{30}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X. \tag{31}$$

Пример. Одноцепная линия электропередачи длиной 140 *км* имеет провода марки АС-120 ($d = 15{,}3$ *мм*), которые подвешены горизонтально с расстоянием между осями проводов 4 *м*. Напряжение в конце линии 110 *кв*. Активная мощность, потребляемая в конце линии P_2, равна 20 000 *квт*, а реактивная Q равна 15 000 *квар*.

Требуется определить напряжение в начале линии.

Определим активное сопротивление одной фазы линии

$$R = rl = 0{,}27 \cdot 140 = 37{,}8 \text{ ом}.$$

Определим индуктивное сопротивление линии

$$X = \left(0{,}1445 \lg \frac{2D_{ср}}{d} + 0{,}0157\right) l = \left(0{,}1445 \lg \frac{2 \cdot 1{,}26 \cdot 4\,000}{15{,}3} + 0{,}0157\right) \cdot 140 = 59{,}2 \text{ ом}.$$

Определим реактивную (емкостную) проводимость линии

$$B = \frac{7{,}58}{\lg \frac{2D_{ср}}{d}} l = \frac{7{,}58 \cdot 140}{\lg \frac{2 \cdot 1{,}26 \cdot 4\,000}{15{,}3}} = 376 \cdot 10^{-6} \text{ сим}.$$

Потери на корону отсутствуют.

Половина емкостной мощности будет

$$Q_{B_1} = U_2^2 \frac{B}{2} = \frac{110^2 \cdot 376 \cdot 10^{-6}}{2} = 2\,270 \text{ квар}.$$

Общая реактивная мощность в конце линии будет

$$Q_2 = Q - Q_{B_1} = 15\,000 - 2\,270 = 12\,730 \text{ квар}.$$

Определяем напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = 110 + \frac{20 \cdot 37{,}8 + 12{,}73 \cdot 59{,}2}{110} + j \frac{20 \cdot 59{,}2 - 12{,}73 \cdot 37{,}8}{110} = 123{,}7 + j6{,}4;$$

$$U_1 = \sqrt{123{,}7^2 + 6{,}4^2} = 123{,}7 \text{ кв}.$$

Выше рассмотрены основные положения электрического расчета линии электропередачи в случае, когда имеется одна нагрузка в ее конце. На практике линии электропередачи часто питают несколько подстанций, как показано на схеме рис. 63, *а*. В этом случае

расчет каждого участка линии электропередачи между двумя подстанциями или электростанцией и подстанцией осуществляется по известной уже П-образной схеме замещения.

На рис. 63, *б* показана схема замещения линии электропередачи, питающей три подстанции. Расчет в этом случае производится последовательно для каждого участка линии описанным выше методом. Для этого устанавливают нагрузку наиболее удаленной подстанции, а затем определяют ΔU_1 и δU_1 для первого участка линии, напряжение и ток в его начале. Суммируя нагрузку в на-

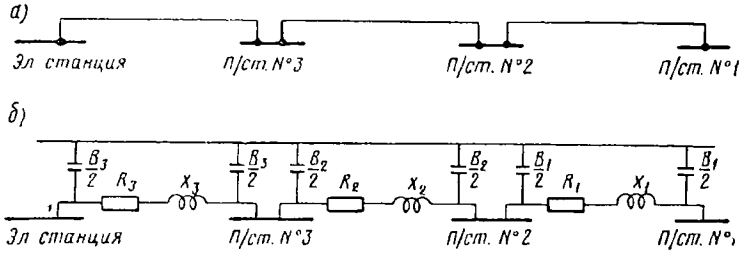


Рис. 63. Схема замещения линии электропередачи, питающей три подстанции

чале первого участка с нагрузкой второй подстанции, получают нагрузку в конце второго участка линии электропередачи, которая является исходной для его расчета.

Построение векторных диаграмм производится последовательно для каждого участка, при этом напряжение в начале первого участка принимается за напряжение в конце второго участка и т. д. На рис. 64 показана векторная диаграмма для линии электропередачи, которая приведена на рис. 63.

В приведенных выше основных положениях электрического расчета линий электропередачи предполагали, что задана величина напряжения в конце линии или на конечной подстанции. Расчет линий электропередачи может также производиться по заданному напряжению на питающей электростанции или подстанции (в начале линии). В этом случае порядок построения векторных диаграмм и расчетные формулы соответственно изменяются.

Более сложной задачей является расчет замкнутых районных сетей (двустороннее или кольцевое питание). В этом случае вначале определяют распределение мощностей между электрическими станциями и устанавливают точки токораздела. В этих точках сеть разрезают и затем электрический расчет отдельных разомкнутых ее участков производят описанным методом.

Стоимость потерь электроэнергии в проводах линий электропередачи уменьшается при увеличении сечения проводов. Одновременно с этим увеличиваются расход цветного металла и единовременные затраты на сооружение линии, а следовательно, и отчисления на ее ремонт и амортизацию. В связи с этим сечение про-

водов линий электропередачи выбирают таким образом, чтобы ежегодные условные эксплуатационные расходы, т. е. сумма эксплуатационных расходов и единовременных затрат, отнесенных к одному году, были минимальными. Исходя из этого требования, установлены и рекомендованы техническим отделом Министерства электростанций для воздушных и кабельных линий экономические плотности тока, которые приведены в табл. 6.

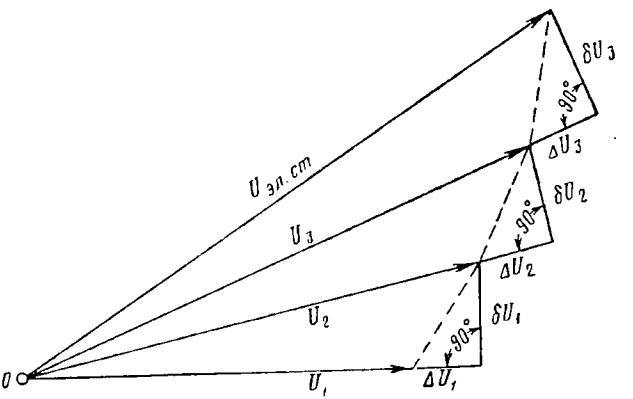


Рис. 64. Векторная диаграмма напряжений в сети

Данные табл. 6 получены для некоторых средних условий на основании экономических расчетов. Методика выполнения последних аналогична методу выбора сечений проводов контактной сети, который будет описан ниже.

Таблица 6

Значение экономической плотности тока для воздушных и кабельных линий

Число часов использования максимума нагрузки в *ч/год*	Экономическая плотность тока в *а/мм²*			
	Кабельные линии	Воздушные линии		
		Медные провода	Алюминиевые провода	Стальные провода
Более 5 000	2,0	1,25	0,75	0,35
3 000—5 000	2,25	1,75	1,0	0,40
Менее 3 000	2,50	2,50	1,5	0,45

В настоящее время данными табл. 6 пользуются при выборе сечений воздушных и кабельных линий. В этой таблице значения экономической плотности тока приведены в зависимости от числа часов использования в течение года максимальной нагрузки. При определении экономического сечения провода максимальную на-

грузку в амперах делят на экономическую плотность тока, которую берут для данного случая из табл. 6. Полученное таким образом сечение округляют до ближайшего большего или меньшего сечения голого провода или жилы кабеля по соответствующему сортаменту.

Пример. Максимальная мощность, передаваемая по линии электропередачи 110 *кв*, составляет 20 000 *квт*, при этом время использования максимальной нагрузки равно 4 800 *ч*.

Величину максимального тока определяем исходя из предположения, что в конце линии электропередачи напряжение равно 105 *кв*, а коэффициент мощности 0,9

$$I = \frac{20\,000}{\sqrt{3} \cdot 105 \cdot 0{,}9} = 122{,}5 \text{ а}.$$

Из табл. 6 находим экономическую плотность тока для алюминиевых проводов при $T=4\,800$ *ч*, которая равна 1,0 *а/мм*^{2}. Следовательно, экономическое сечение проводов линии равно

$$q = \frac{122{,}5}{1{,}0} = 122{,}5 \text{ мм}^2.$$

На основании полученных данных принимаем провода марки АС-120.

Регулирование напряжения. Напряжение, подводимое к потребителям, изменяется при изменении нагрузок в сети. Нормальная работа потребителей может быть обеспечена, когда подводимое к ним напряжение изменяется только в определенных допустимых пределах. Если это условие не обеспечивается, то применяется регулирование напряжения для поддержания величины его у приемников электроэнергии в заданных пределах.

Применение регулирования напряжения позволяет также ограничить колебания напряжения у потребителей до допустимых пределов при меньшем сечении проводов электрических сетей. Достигнутая в этом случае экономия на стоимости сетей может значительно превысить дополнительные затраты на регулирующие устройства.

Регулирование напряжения можно осуществлять различными способами.

Необходимое постоянство напряжения у потребителей может быть достигнуто изменением напряжения генераторов электростанции. Современные генераторы позволяют регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$ от номинального его значения. Подобный способ регулирования напряжения эффективен только при слабо развитых сетях, питающих однородных потребителей. Регулирование напряжения генераторов в этом случае осуществляется по графикам изменения напряжения в отдельных точках сети.

Наиболее просто регулирование напряжения может быть осуществлено изменением коэффициента трансформации. Этого можно достигнуть переключением ответвлений обмоток, имеющихся на всех трансформаторах. Таким путем можно обычно изменять напряжение на $\pm 5\%$ от напряжения основного вывода обмотки, так как у крупных трансформаторов имеется по два ответвления: $\pm 2{,}5\%$ от напряжения основного вывода на стороне высшего напряжения, у небольших трансформаторов — по одному ответвле-

нию ±5% от напряжения основного вывода. Для переключения ответвлений трансформатор необходимо выводить из работы. Поэтому переключение ответвлений применяется для регулирования напряжения на длительный период (обычно на сезон), что является недостатком этого способа.

Указанный недостаток устраняется при применении специальных трансформаторов, позволяющих регулировать напряжение под нагрузкой. Установка таких трансформаторов обычно предусматривается при проектировании и строительстве новых сетей, если требуется применить регулирование напряжения.

Применение трансформаторов ТМ-110/35/10 *кв* с регулированием напряжения под нагрузкой целесообразно на тяговых подстанциях с двойной трансформацией. Это позволит путем регулирования напряжения переменного тока на трансформаторах преобразовательных агрегатов поддерживать в процессе эксплуатации требуемый уровень напряжения в контактной сети. При необходимости осуществить регулирование напряжения в существующих сетях обычно применяют вольтодобавочные трансформаторы, также позволяющие производить регулирование напряжения под нагрузкой, которые включаются последовательно с трансформаторами обычного типа.

Как было показано выше, потеря напряжения в сети зависит от величины протекающей в ней реактивной мощности. Поэтому в ряде случаев можно эффективно осуществлять регулирование напряжения у потребителей, изменяя величину реактивной мощности. Для этого применяют синхронные компенсаторы и статические конденсаторы, которые одновременно позволяют улучшить коэффициент мощности.

Синхронные компенсаторы и статические конденсаторы включаются в конце линии, что позволяет изменять протекающую в ней реактивную мощность.

Батарею статических конденсаторов, предназначенную для регулирования напряжения, делят на секции, каждую из которых можно самостоятельно подключать к сети. Этим достигается возможность изменения ступенями величины подключаемой емкости в зависимости от режима работы сети.

Основными преимуществами статических конденсаторов являются меньшие потери в них активной мощности и простота обслуживания. Синхронные компенсаторы позволяют плавно изменять напряжение у потребителей. Стоимость синхронных компенсаторов большой мощности, отнесенная к 1 *квар* реактивной мощности, несколько меньше, чем при статических конденсаторах. Одновременно стоимость последних почти не зависит от установленной мощности, в то время как удельная стоимость синхронных компенсаторов возрастает при снижении их мощности. Поэтому выбор между синхронными компенсаторами и статическими конденсаторами производится отдельно для каждого конкретного случая на основании технико-экономических расчетов.

Устойчивость параллельной работы электрических станций. В процессе развития техники электропередачи встретились серьезные трудности в осуществлении передачи электрической энергии трехфазным током на дальние расстояния. Эти трудности в основном связаны с устойчивостью параллельной работы генераторов электрических станций, которые при линиях электропередачи большой протяженности разделены большой индуктивностью.

В этом случае при значительных толчках нагрузки или при коротком замыкании на одной из линий, входящих в районную электрическую сеть, генераторы могут выпадать из синхронизма, и работа энергосистемы расстроится. Поэтому проблема устойчивости работы электрических станций является одной из наиболее важных и сложных. Основные вопросы теории устойчивости и мероприятия по ее повышению разработаны советскими учеными.

Под устойчивостью электрической системы понимают ее способность самостоятельно восстанавливать нормальную работу как при незначительных изменениях, так и при резких нарушениях ее режима. В соответствии с этим различают статическую и динамическую устойчивость работы электрической системы.

Для обеспечения статической устойчивости системы необходимо наличие положительных синхронизирующих сил, которые препятствовали бы выведению ее из синхронизма при незначительных изменениях режима работы системы.

При коротких замыканиях резко возрастает мощность, отдаваемая генераторами электрических станций, что вызывает несоответствие мощностей, а следовательно, и моментов на валах турбин и соединенных с ними генераторов вследствие неизбежного запаздывания в изменении мощности турбины, осуществляемого специальными регулирующими устройствами. Такое несоответствие моментов на валах турбин и генераторов приводит к качанию машин. Этот процесс может быть затухающим или приводить к нарастанию угла качания ротора, т. е. к нарушению устойчивости работы машины и выпадению ее из синхронизма. Способность системы продолжать работу при резких нарушениях режима ее работы называется динамической устойчивостью системы.

Для повышения статической и динамической устойчивости работы электрических систем применяют: быстродействующее отключение короткого замыкания; устройства автоматического повторного включения линий; автоматическое регулирование напряжения; устройства, обеспечивающие более быстрое регулирование скорости турбин, и ряд других мероприятий.

Перспективы развития передачи электрической энергии на дальние расстояния. Развитие электрификации нашей страны выдвигает необходимость решения вопросов, связанных с передачей электрической энергии на все бо́льшие расстояния. Создание линий электропередачи большой протяженности позволяет объединить электрические станции, расположенные на больших расстояниях друг от друга, в крупнейшие энергосистемы, что даст возможность

лучше использовать установленную мощность и повысить надежность энергоснабжения.

Применение передачи электрической энергии на дальние расстояния делает возможным в широких масштабах использовать гидроэнергетические ресурсы, удаленные от мест потребления электрической энергии, и т. д.

При трехфазном переменном токе увеличение передаваемой мощности и дальность передачи электроэнергии могут быть достигнуты дальнейшим повышением напряжения (в настоящее время решается вопрос повышения напряжения до 500, а в дальнейшем до 600—800 *кв*), а также за счет применения продольной емкостной компенсации индуктивного сопротивления линии (последовательное включение конденсаторов) и ряда других мероприятий. Однако решение проблемы передачи электроэнергии на дальние расстояния трехфазным переменным током встретило значительные трудности, что заставило снова вернуться к идее использования для этой цели постоянного тока. В связи с этим в настоящее время развернуты и проводятся работы, связанные с практическим решением проблемы передачи электрической энергии на дальние расстояния постоянным током высокого напряжения.

В течение нескольких лет в СССР успешно работает экспериментальная линия передачи энергии постоянным током напряжением 200 *кв*, длиной 112 *км* и мощностью 30 тыс. *квт*.

Схема передачи электрической энергии постоянным током сводится к следующему: генераторы электрических станций вырабатывают электрическую энергию трехфазного тока, ее напряжение повышается трансформаторами до требуемой величины и при помощи ртутных выпрямителей она преобразуется в электроэнергию постоянного тока, которая затем передается по двухпроводной воздушной или кабельной линии. На приемном конце линии электроэнергия постоянного тока высокого напряжения вновь преобразуется в энергию трехфазного тока требуемого напряжения при помощи инверторов и трансформаторов.

Наиболее сложным вопросом при решении проблемы передачи электроэнергии постоянным током является создание надежно работающих агрегатов, преобразующих электроэнергию трехфазного тока в энергию постоянного тока и обратно.

На линиях электропередачи постоянного тока для преобразования энергии применяют одноанодные управляемые вентили. Принцип действия таких вентилей аналогичен принципу действия вентилей преобразовательных агрегатов тяговых подстанций. В связи с трудностью создания вентилей на очень высокие напряжения вентили преобразовательных установок линий электропередачи постоянного тока соединяют последовательно. Энергию по линиям электропередачи постоянного тока можно передавать как в одном, так и в другом направлении.

По линиям электропередачи постоянного тока можно передавать только активную энергию. При этих условиях гашение реак-

тивной электроэнергии должно происходить в самих электросистемах трехфазного тока, связанных между собой линиями электропередачи постоянного тока.

Весьма сложным вопросом является создание специальных выключателей постоянного тока высокого напряжения. В случае отсутствия на линии постоянного тока ответвлений, через которые осуществляется отбор мощности в промежуточных пунктах, отключение можно сравнительно просто производить, запирая сетками вентилей преобразовательные агрегаты концевых подстанций.

Одним из основных преимуществ передачи электроэнергии постоянным током является обеспечение в этом случае устойчивой работы энергосистемы. При передаче электроэнергии трехфазным током повышение длины линий электропередачи ограничивается условиями обеспечения устойчивости работы ее.

При постоянном токе отсутствуют индуктивное падение напряжения и зарядные токи в линии, что позволяет снизить потерю в ней напряжения. При переменном токе амплитудное значение напряжения в $\sqrt{2}$ раза больше его эффективного значения. В связи с этим изоляция линий постоянного тока может быть более слабой, чем на линиях переменного тока. При постоянном токе снижаются потери на корону. Кроме того, получается значительная экономия на проводах и опорах линий электропередачи.

На линиях электропередачи постоянного тока в случае повреждения одного из проводов при определенных условиях в качестве обратного провода может быть использована земля.

Указанные особенности линий электропередачи постоянного тока обусловливают значительно меньшую их стоимость по сравнению с линиями трехфазного тока.

При передаче электрической энергии постоянного тока кабельными линиями отсутствуют отрицательное влияние их емкости и потери электроэнергии в свинцовой оболочке кабеля; изоляция его в этом случае может быть рассчитана по крайней мере на $\sqrt{2}$ раза меньшее напряжение, чем при переменном токе. Это позволяет более широко использовать кабельные линии при передаче электроэнергии на постоянном токе.

Передача электроэнергии на постоянном токе имеет и свои недостатки по сравнению с трехфазным током. К таким недостаткам в первую очередь относится сложность и высокая стоимость преобразовательных подстанций. Невозможность передачи реактивной мощности по линиям постоянного тока приводит к необходимости дополнительно устанавливать синхронные компенсаторы или конденсаторы. До сих пор еще не созданы выключатели постоянного тока высокого напряжения, что не позволяет осуществлять отбор мощности от линий электропередачи постоянного тока в промежуточных пунктах.

Постоянный ток высокого напряжения должен найти широкое применение при передаче электрической энергии на дальние рас-

стояния, особенно в тех случаях, когда эта задача не может быть решена использованием трехфазного тока по условиям обеспечения устойчивости работы электрических систем.

В шестой пятилетке предполагается соорудить линию электропередачи постоянного тока Сталинградская ГЭС — Донбасс длиной около 600 *км* и напряжением 800 *кв*.

Вопросы для повторения

1. Какие применяются на воздушных линиях электропередачи провода и изоляторы и их основные характеристики?
2. Расположение проводов на опорах воздушных линий и их транспозиция.
3. Применяемые способы укладки кабеля.
4. Конструкция кабелей с бумажной изоляцией.
5. Назначение, применяемые типы и способы выполнения соединительных муфт и разделок на кабельных линиях.
6. Что такое постоянные линии и как они определяются?
7. Что такое падение и потеря напряжения в линии?
8. Способ определения потери напряжения в местных сетях (при небольшой длине линии).
9. Как производится построение векторной диаграммы для длинной линии?
10. Как определяются активные и реактивные потери мощности в проводах линии?
11. Как производится расчет линии при наличии нескольких нагрузок (подстанций)?
12. Как определяется сечение проводов линии по экономической плотности тока?
13. Какими способами осуществляется регулирование напряжения в электрических сетях?
14. Как осуществляется передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения? Преимущества и недостатки этого способа...

Глава IV

АППАРАТУРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА УСТАНОВОК ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

1. АППАРАТУРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Для включения и отключения электрических цепей коммутации на электрических станциях и подстанциях устанавливают различные аппараты, каждый из которых имеет свои назначение и область применения.

Рубильники и переключатели. Рубильники и переключатели используют для неавтоматического включения, отключения и переключения цепей постоянного и переменного тока напряжением до 500 *в* и обычно применяют при номинальных токах до 1 000 *а*.

В зависимости от числа ножей рубильники бывают однополюсные, двухполюсные и трехполюсные. Реже применяют четырехполюсные рубильники.

На рис. 65 показан общий вид двухполюсного рубильника с центральной рукояткой, который, кроме главных (отрывных) ножей *2*, имеет еще дополнительные (разрывные, или моментные) ножи *1*. Последние соединены с отрывными ножами пружинами *3*. При отключении такого рубильника из неподвижных контактов вначале выходят основные ножи, а разрывные ножи еще некоторое время остаются включенными, при этом пружины *3* растягиваются. Когда сила их натяжения превысит сопротивление трения разрывных ножей и неподвижных контактов, то ножи выходят из контактов и под действием пружин быстро растягивают образовавшуюся дугу, что снижает время ее горения и предохраняет контакты от разрушения.

Разрывными ножами обычно снабжаются рубильники на сравнительно небольшие номинальные токи (до 400 *а*). Рубильники на бóльшие номинальные токи (600 *а* и более) имеют разрывные контакты (обычно угольные), чтобы предохранить основные ножи от разрушения электрической дугой. Следует отметить, что при разрыве больших токов возникают электродинамические силы, которые обеспечивают быстрое перемещение, растягивание и гашение электрической дуги. Для увеличения этих сил и улучшения усло-

вий гашения дуги в новых конструкциях рубильников применяются ножи меньшей длины.

Рубильники и переключатели выполняют с передним или задним присоединением проводов и изготовляют без основания, если они предназначены для установки на мраморных панелях распределительных щитов и на изоляционных плитах, при установке их на металлических конструкциях.

Рубильники и переключатели с центральной рукояткой и открытыми ножами обычно применяют в установках напряжением не более 220 *в*, так как при более высоких напряжениях прикосновение к открытым токоведущим частям, расположенным в непосредственной близости от центральной рукоятки, опасно и может

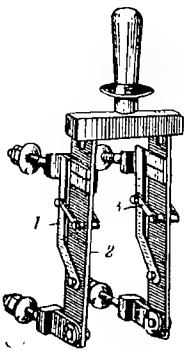


Рис. 65. Общий вид двухполюсного рубильника с центральной рукояткой и разрывными ножами

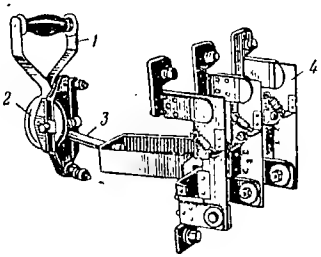


Рис. 66. Общий вид трехполюсного рубильника с рычажным приводом

быть даже смертельно. Кроме того, при отключениях в этих случаях возможно образование дуги, которая может повредить руку.

При напряжении более 220 *в* применяют рубильники с центральной рукояткой, имеющие защитный кожух, или рубильники с рычажным приводом, который показан на рис. 66. При применении рычажного привода на лицевой стороне щита устанавливается только рычаг управления *1*, который при помощи сегмента *2* связан с ножами рубильника *4* тягой *3*. Контактная часть рубильника смонтирована на плите из изоляционного материала и расположена с задней стороны панели щита.

Рычажные приводы используются и при напряжениях ниже 220 *в*, когда контактная часть рубильника монтируется с задней части щита, а управление осуществляется с лицевой его части.

Рубильники и выключатели с центральной рукояткой при напряжении более 220 *в*, а также с рычажным приводом при постоянном токе напряжением более 220 *в* и при переменном токе напряжением более 380 *в* рекомендуется использовать только как разъединители.

При переменном токе отключающая способность рубильников и переключателей указывается исходя из условия, что коэффициент мощности равен не менее 0,8.

Плавкие предохранители. Плавкие предохранители служат для защиты электрических цепей от токов короткого замыкания и перегрузки.

Плавкий предохранитель. состоит из металлической плавкой вставки, поддерживающего ее контактного устройства и корпуса. В ряде случаев применяются специальные устройства, обеспечивающие гашение дуги, возникающей при перегорании плавкой вставки.

В разветвленных цепях последовательно устанавливается несколько предохранителей, характеристики которых подбираются таким образом, чтобы при коротком замыкании в какой-либо точке перегорал только ближайший к ней предохранитель и не нарушалось питание других участков, которые расположены за этим предохранителем, т. е. обеспечивалось бы избирательное действие защиты.

Недостатком плавких предохранителей является неустойчивость их характеристик. Время расплавления вставки в значительной мере зависит от ее состояния и состояния контактов предохранителя. Перегрев плавкой вставки может привести в последующем к нарушению избирательности действия защиты и даже к перегоранию плавкой вставки при токе меньше номинального. К достоинствам плавких предохранителей относится их сравнительно небольшая стоимость, небольшие размеры, простота устройства и обслуживания. Наиболее широко плавкие предохранители применяются в установках напряжением до 500 *в* и для защиты трансформаторов напряжения в установках высокого напряжения. Кроме того, плавкие предохранители используются в установках 10—35 *кв* и редко выше для защиты маломощных радиальных сетей, небольших трансформаторных подстанций и в некоторых других случаях.

Предохранители, применяемые в цепях низкого напряжения, в зависимости от конструкции делятся на пробочные, пластинчатые и трубчатые.

Наибольшее распространение получили пробочные предохранители. Эти предохранители изготовляют на номинальный ток от 4 до 80 *а* и напряжение 250 и 500 *в* и применяют для защиты цепей электрического освещения и отопления, электродвигателей малой мощности и т. д. Конструкция этого типа предохранителя общеизвестна, а его достоинство заключается в том, что пробка вывинчивается без прикосновения человека к. токонесущим частям и замена плавкой вставки возможна только при вывинченной пробке.

Пластинчатые предохранители не имеют дугогасительных устройств и поэтому могут разрывать небольшие токи. Они исполь-

зуются на токи до 200 *а* при напряжении до 220 —380 *в*. При расплавлении вставки происходит разбрызгивание металла и образуется открытая дуга, что опасно для обслуживающего персонала и расположенного вблизи электрооборудования. Смена вставок может производиться только при отключенном рубильнике со стороны источника питания. В настоящее время пластинчатые предохранители обычно не применяют.

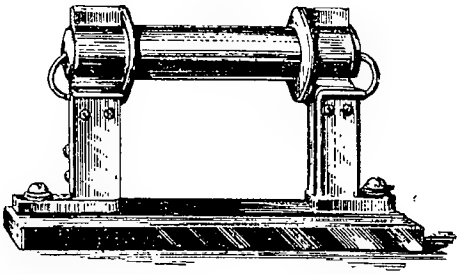


Рис. 67. Трубчатый предохранитель типа СПО

Ранее довольно широко применялись предохранители с открытыми фарфоровыми трубками в установках с напряжением до 500 *в* (тип СПО) и в установках до 10 *кв* (тип СПВ). Плавкая вставка заключена в фарфоровую трубку и прикреплена винтами к контактным ножам, расположенным по концам трубки. Ножи врубаются в неподвижные пружинные контакты, смонтированные на изоляционной плите (рис. 67). У высоковольтных предохранителей типа СПВ контактные пружины закреплены на опорных колпачках или проходных фарфоровых изоляторах.

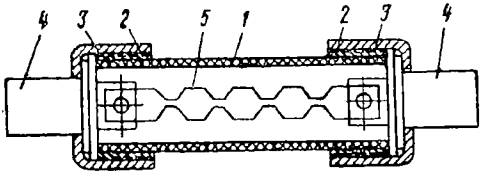


Рис. 68. Трубчатый предохранитель типа ПР

При перегорании плавкой вставки возникает дуга. Образующиеся при этом газы и расширившийся воздух выдуваются вверх и вниз из открытых концов фарфоровой трубки, что приводит к деионизации и разрыву дуги. Однако эффективность такого дутья невелика, и поэтому предохранители данного типа имеют малую отключающую способность. Достоинство предохранителей с открытыми фарфоровыми трубками — возможность их смены под напряжением.

Одной из старых конструкций являются роговые предохранители. Плавкая вставка у предохранителей этого типа закреплена в устье металлических рогов, смонтированных на опорных изоляторах.

Образовавшаяся при перегорании плавкой вставки дуга выдувается на рога и, растягиваясь, гаснет. Недостатками таких предохранителей являются медленное гашение дуги и ее выход на значительное расстояние над рогами. Роговые предохранители в настоящее время еще применяются в открытых установках напряжением до 35 *кв* небольшой мощности.

Примером более совершенной конструкции служат предохранители с закрытыми фибровыми трубками типа ПР, которые применяются в установках постоянного и переменного тока напряжением до 500 *в* при номинальном токе до 1 000 *а* (рис. 68). По концам фибровой трубки *1* насажены обоймы *2* с навинчивающимися колпачками *3*, закрепляющими контактные ножи *4*, к которым прикреплена плавкая вставка *5*. У предохранителей до 60 *а* контактные ножи отсутствуют и контактами служат колпачки, которые врубаются в контактные пружины, имеющие соответствующую форму. Плавкая вставка изготовляется из цинка и имеет 2 — 4 суженных места, где происходит ее плавление при коротком замыкании, а широкие части не плавятся и падают вниз, что позволяет снизить количество паров металла. Под действием дуги фибра разлагается, выделяя большое количество газов (водорода, углекислого газа и паров воды), обладающих высокими дугогасящими свойствами; при этом давление в трубке быстро возрастает до нескольких десятков атмосфер. Кроме того, пары цинка, используемого для изготовления плавких вставок, значительно легче деионизируются. Все это обеспечивает достаточно быстрое и надежное гашение дуги. Предохранители типа ПР безопасны для персонала, надежны в работе и компактны.

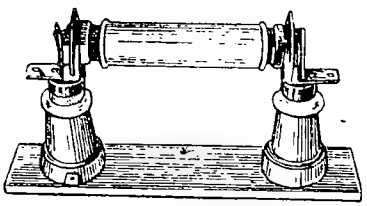


Рис. 69. Трубчатый предохранитель типа ПК

Еще более совершенным типом предохранителя, получившим весьма широкое применение за последнее время, являются трубчатые предохранители с мелкозернистым наполнителем. Такие предохранители выпускаются для установок напряжением до 500 *в* на номинальные токи 100—350 *а* с разборными патронами (тип НПР) и на токи 15 и 60 *а* с неразборными патронами (тип НПН). Предохранители с мелкозернистым наполнителем выпускаются и для защиты силовых цепей в установках напряжением до 35 *кв* на номинальные токи до 200 *а* и имеют предельную мощность отключения 200 000 *ква* (тип ПК) и для защиты трансформаторов напряжения до 35 *кв* с предельной мощностью отключения в 1 млн. *ква* (тип ПКТ). Высоковольтные предохранители изготовляют также и для наружной установки.

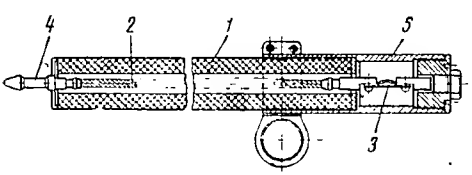


Рис. 70. Патрон предохранителя типа ПСН на 35 *кв*

В качестве наполнителя используют различные изоляционные материалы (тальк, борную кислоту, кварцевый песок). Хорошим наполнителем служит чистый сухой кварцевый песок. При перего-

ранении плавкой вставки раскаленные и ионизированные газы проникают в промежутки между зернами наполнителя, при этом пары металла конденсируются, а газы, соприкасаясь с поверхностью зерен, деионизируются. Плавкие вставки обычно выполняют из медной посеребренной проволоки, а в предохранителях для защиты трансформаторов напряжения — из константановой проволоки. Вставки состоят из одной или нескольких параллельных проволок (при больших номинальных токах). В последнем случае дуга возникает в нескольких параллельных каналах малого диаметра, что облегчает ее гашение. В средней части проволок вставки делается петелька, на которую напаивается небольшой шарик из олова или свинца. При нагреве проволоки до температуры плавления олова или свинца происходит растворение в них значительно более тугоплавкого металла вставки, вставка разрывается и образовавшаяся дуга расплавляет ее по всей длине. Это мероприятие устраняет возможность значительного перегрева патрона при длительном протекании тока перегрузки, величина которого недостаточна для плавления вставки.

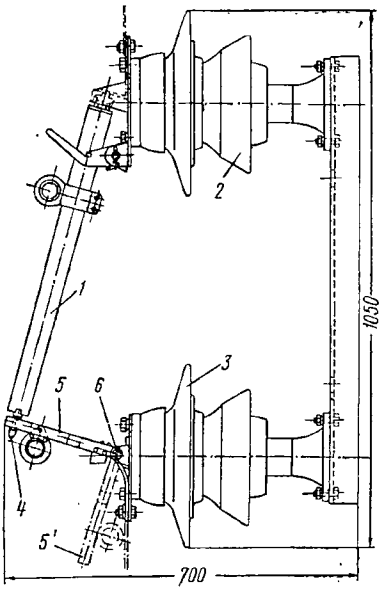


Рис. 71. Предохранитель типа ПСН на 35 *кв*:

1 — патрон; *2* и *3* — штыревые изоляторы; *4* — наконечник; *5* — контактный нож; *6* — ось

На рис. 69 показан общий вид предохранителя типа ПК. Плавкие предохранители с мелкозернистым наполнителем работают бесшумно, без выброса пламени и ионизированных газов, что облегчает их установку в распределительных устройствах и повышает безопасность обслуживания.

Наконец, нашли применение высоковольтные силовые предохранители с трубками из газогенерирующего материала на 10—35—110 *кв*, предназначенные для наружной установки (тип ПСН). На рис. 70 показан патрон предохранителя этого типа на напряжение 35 *кв* и предельную разрывную мощность 500 тыс. *ква*. Плавкая вставка *3* размещена в стальной головке *5* и при помощи гибкого проводника *2*, проходящего внутри трубки *1* из газогенерирующего материала (винилпласта), соединена с металлическим наконечником *4*. Патрон укрепляется на штыревых изоляторах, как показано на рис. 71. При перегорании плавкой вставки контактный нож *5*, который обхватывает наконечник *4*, под действием специальной

пружины поворачивается в положение 5′, вытягивая гибкий проводник из патрона. Дуга, образовавшаяся в металлической головке патрона, втягивается при этом внутрь газогенерирующей трубки; происходит интенсивное выделение газов, давление в трубке быстро возрастает, достигая 100—120 *ат*. В результате дуга быстро деионизируется и гаснет.

С увеличением отключаемого тока возрастает интенсивность продольного дутья, что приводит к более быстрому гашению дуги. Полное время работы такого предохранителя при отключении тока короткого замыкания составляет менее одного полупериода.

Воздушные автоматические выключатели, контакторы и магнитные пускатели. Для включения и отключения цепей в установках переменного тока обычно напряжением до 500 *в*, а в установках постоянного тока и большего напряжения широко используются воздушные автоматические выключатели (автоматы), контакторы и магнитные пускатели.

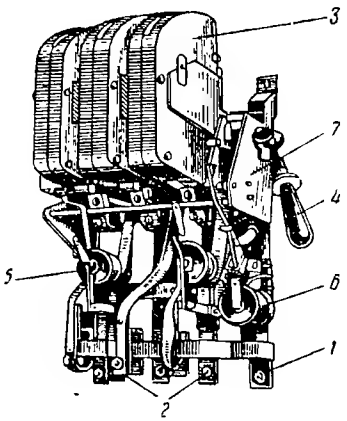


Рис. 72. Трехполюсный максимально-нулевой автомат с дугогасительной решеткой типа А на 200 *а*, 500 *в*:

1 — стальной каркас; *2* — зажимы для присоединения шин (приводов); *3* — дугогасительная камера; *4* — рукоятка; *5* — реле максимального тока; *6* — реле нулевого напряжения; *7* — механизм свободного расцепления

Автоматы максимального тока применяются в однополюсном, двухполюсном и трехполюсном исполнении. Автоматы имеют рабочие и дугогасительные контакты. Последние снабжены съемными угольными или латунными наконечниками.

Для быстрого гашения дуги и ограничения ее размеров при отключении токов короткого замыкания автоматы имеют камеры с дугогасительной решеткой. Последняя состоит из ряда пластин металлических или из дугостойкого изоляционного материала, которые расположены поперек дуги. Возникшая при отключении дуга под действием электродинамических сил загоняется в дугогасительную решетку, растягивается и дробится на ряд коротких дуг (при решетке из металлических пластин), что приводит к быстрой деионизации и разрыву дуги. Нормально дуга не выходит за пределы дугогасительной решетки, что позволяет весьма компактно размещать автоматы, а также устанавливать их в закрытых ящиках.

Однополюсные автоматы имеют одно реле (катушку) максимального тока, а двух- и трехполюсные — два, при этом каждое из них действует на отключающий механизм независимо от другого реле. Современные автоматы снабжены механизмом свободного расцепления, который обеспечивает автоматическое его отключение

при включении автомата на имеющееся короткое замыкание в линии.

Автоматы типа А, изготовляемые нашей промышленностью для установки на передней и задней стороне распределительных щитов, работают весьма надежно и могут разрывать токи короткого замыкания до 17 — 25 тыс. *а*.

На рис. 72 показан общий вид автомата типа А на ток 200 *а*. Автоматы на номинальный ток 1 500 *а* и более могут снабжаться электромагнитными приводами для дистанционного управления. В этом случае автоматы снабжаются отключающим реле.

Максимальные автоматы, заменяя рубильник и плавкий предохранитель, обеспечивают возможность включения и отключения цепей и значительно более надежную и избирательную их защиту при коротких замыканиях и перегрузках. Максимальные автоматы часто снабжаются реле нулевого напряжения, которые производят автоматическое отключение при глубоком снижении напряжения. Такие автоматы называются максимально-нулевыми. На тяговых подстанциях автоматы напряжением до 500 *в* применяются на вторичной стороне трансформаторов собственных нужд.

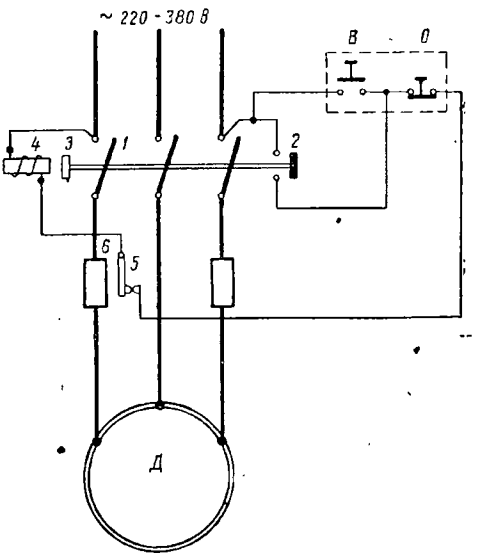


Рис. 73. Схема магнитного пускателя

В отличие от автоматов контакторы не защищают электрические цепи от токов короткого замыкания и перегрузок и используются для производства частых их включений и отключений. В установках переменного и постоянного тока напряжением до 500 *в* контакторы применяются для автоматического управления электродвигателями и другими объектами.

Воздушные автоматические выключатели и контакторы постоянного тока применяются на более высокое напряжение и, в частности, на напряжение 3 000 *в*.

Для дистанционного управления короткозамкнутыми асинхронными двигателями и защиты их от перегрузок широко используются магнитные пускатели. Принципиальная электрическая схема магнитного пускателя показана на рис. 73, а его общий вид —

на рис. 74. При нажатии кнопки *В* (см. рис. 73) электромагнит *4* притягивает якорь *3*. В результате происходит включение цепи, питающей двигатель *Д*, и замыкаются блок-контакты *2*, что создает обходную цепь кнопки *В*, и последняя может быть отпущена. Якорь *3* при работе двигателя находится в притянутом положении и отключение цепи осуществляется нажатием кнопки *О*, при этом питание цепи электромагнита *4* прерывается и контакты *1* под действием пружины разрывают силовую цепь. В силовую цепь включены нихромовые нагревательные элементы *6*, вблизи которых расположены биметаллические элементы *5*, состоящие из склепанных или сваренных пластинок из сплавов, имеющих различный коэффициент линейного расширения при нагреве. При перегрузке биметаллический элемент нагревается и, изгибаясь, разрывает цепь электромагнита *4*, что приводит к автоматическому отключению двигателя.

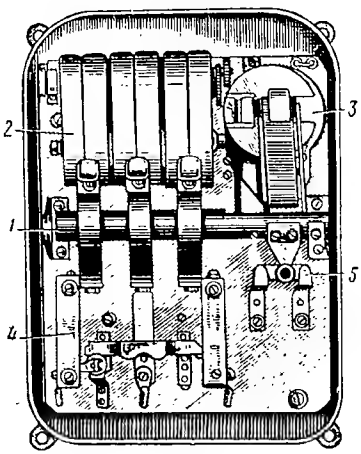


Рис. 74. Трехполюсный магнитный пускатель (крышка снята):
1 — вал пускателя; *2* — дугогасительные камеры; *3* — включающая и удерживающая катушки; *4* — тепловое реле; *5* — блокировочные контакты

Разъединители. Разъединители применяются в установках высокого напряжения для отсоединения (изоляции) отдельных участков схемы и элементов оборудования при производстве их ревизии или ремонта, что позволяет обеспечить безопасность при выполнении этих работ без нарушения нормального действия других частей установки. Разъединители обычно не имеют дугогасящих устройств, поэтому их включение и отключение могут производиться только после отключения соответствующего выключателя. Разъединители используются для производства оперативных переключений, если последние не сопровождаются возникновением дуги на их контактах, например, при переключениях, которые выполняются при переходе с одной системы сборных шин на другую. В ряде случаев допускается включение и отключение разъединителями небольших мощностей, когда на их контактах не возникает дуга, которая может привести к замыканию между фазами или на землю. Например, допускается включение и отключение разъединителями измерительных трансформаторов напряжения; зарядных токов 35- и 10-*кв* линий малой протяженности; токов холостого хода силовых трансформаторов мощностью до 320 *ква* включительно при напряжении до 10 *кв*, до 1 000 *ква* при напряжении 35 *кв* и до 3 200 *ква* при напряжении 110 *кв*.

Отключение разъединителей под нагрузкой является недопустимым, так как образующаяся при этом открытая дуга, весьма

опасная для обслуживающего персонала, не только разрушает разъединитель и расположенное вблизи оборудование, но приводит, как правило, к перекрытию между фазами и на землю, т. е. вызывает короткое замыкание в установке с тяжелыми последствиями.

Разъединители различаются: по номинальному напряжению и току; по числу полюсов; по роду установки (для установки в помещениях или на открытом воздухе); по способу управления (ручное управление или управление при помощи электродвигательных и пневматических приводов).

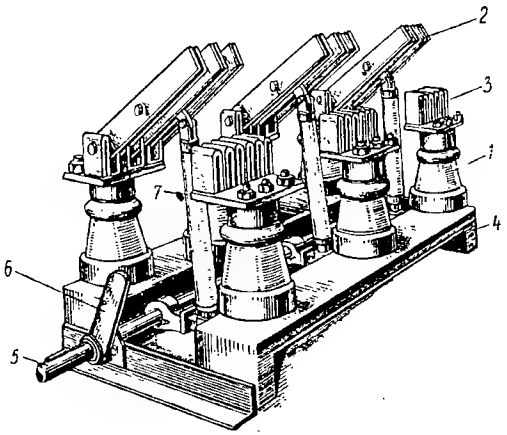


Рис. 75. Трехполюсный разъединитель рубящего типа на 6 *кв* для внутренней установки

Разъединители конструктивно выполняются: рубящего, поворотного, качающегося и катящегося типов. Наиболее широкое применение в настоящее время получили разъединители рубящего типа. Эти разъединители применяются как для внутренних, так и для наружных установок. На рис. 75 показан трехполюсный разъединитель рубящего типа на 6 *кв* для внутренней установки. Неподвижные контакты *3* пружинного типа смонтированы на опорных изоляторах *1*. Ножи *2* расположены в плоскости осей изоляторов и выполнены из полосовой меди. Число полос выбирается в зависимости от величины номинального тока. Изоляторы смонтированы на раме *4*. Управление разъединителем осуществляется при помощи рычага *6*, который расположен на валу *5*. Последний при помощи рычагов и тяг *7* из изолирующего материала связан с контактными ножами.

Разъединители рубящего типа для внутренней установки могут иметь опорные или проходные изоляторы.

На рис. 76 показан разъединитель рубящего типа для наружной установки 35 *кв*, смонтированный на раме *1*. Два крайних изолятора *2* неподвижные, а средний изолятор *3* — поворотный. При повороте этого изолятора механизм *6* обеспечивает поворот контактного ножа *5* в неподвижном контакте *4* в плоскости осей изоляторов. Рога *7* служат для гашения дуги при отключении небольших мощностей.

У разъединителей поворотного типа контактные ножи, укрепленные на изоляторах штыревого типа, поворачиваются в плоскости, перпендикулярной оси последних, и при включенном положе-

нии входят в неподвижные контакты, смонтированные на другом штыревом изоляторе. Этот тип разъединителя применяется в основном для наружной установки.

В разъединителях качающегося типа включение и отключение осуществляются изменением наклона (качания) в ту или иную сторону одного из изоляторов, на котором смонтирован подвижный контакт. Этот тип разъединителя применяется в наружных установках (например секционные разъединители контактной сети, разъединители высоковольтных линий автоблокировки) и обычно снабжается рогами для гашения дуги.

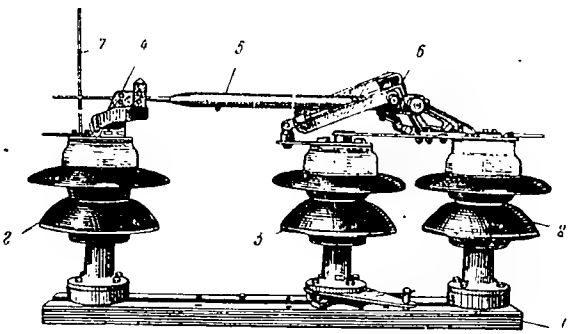


Рис. 76. Разъединитель рубящего типа для наружной установки 35 *кв*

На рис. 77 показан секционный разъединитель контактной сети, который имеет два изолятора. Правый из них неподвижный, а левый (качающийся) закреплен на валу с рычагом, соединенным при помощи трубы с приводом. На верхних шапках изоляторов укреплены головки, одна из которых имеет нож, а другая вилку. К головкам при помощи кабельных наконечников прикрепляются провода, соединяющие разъединитель с соответствующими секциями контактной сети. Разъединители монтируются на опорах контактной сети или питающих линий. Для обеспечения надежного гашения дуги при отключении разъединителя под нагрузкой рога должны размыкаться позднее главных его контактов и иметь правильную форму.

Разъединители качающегося типа применяются в устройствах 154—220 *кв*.

Разъединители могут иметь дополнительные заземляющие ножи или контакты.

В качестве простейшего привода к разъединителям служит изолирующая штанга из бумажно-бакелитовой трубы, имеющая на одном конце крючок, который при включении или отключении вводится в отверстие на ноже разъединителя или на рычаге, укрепленном на валу разъединителя. Такие штанги применяют для

управления однополюсными, а в отдельных случаях трехполюсными разъединителями при напряжении до 35 *кв*.

Более совершенным является ручной рычажный привод, который состоит из рукоятки, вращающейся на оси, укрепленной на приливах рамы и сообщенной с валом разъединителя при помощи тяг и рычагов. Для управления разъединителями на токи 3 000 *а* и более иногда применяются червячные или маховичные ручные приводы. Вместо рукоятки первые из них имеют червячную

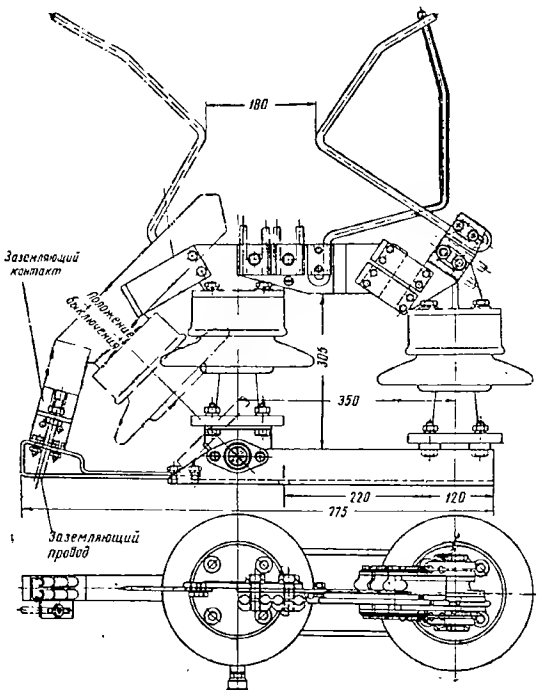


Рис. 77. Разъединитель качающегося типа для контактной сети

передачу, а вторые — штурвальное колесо и зубчатую передачу.

В случаях, когда необходимо осуществлять дистанционное управление разъединителями, применяются электродвигательные, а также пневматические приводы. Первые из них снабжены электродвигателями постоянного или переменного тока напряжением 110—380 *в* и мощностью 0,5—0,8 *квт*, а вторые работают от сжатого воздуха.

Высоковольтные выключатели. Высоковольтные выключатели предназначены для включения и отключения электрических цепей переменного тока под нагрузкой и отключения при коротких замыканиях. В мощных энергетических системах выключатели

отключают весьма большие токи короткого замыкания, достигающие десятков тысяч ампер, при этом отключение должно производиться возможно быстрее, чтобы сохранить устойчивость параллельной работы системы и обеспечить надежное питание электроэнергией потребителей.

Длительная исправная работа выключателей заводом-изготовителем гарантируется при определенном напряжении и токе, называемыми номинальными. Важным параметром выключателя является предельный ток отключения, т. е. ток, который при данном напряжении может быть отключен без каких-либо повреждений деталей выключателя. Один и тот же тип выключателя может быть использован в установках с различными номинальными напряжениями, не превышающими максимально допустимого значения для аппарата. При уменьшении напряжения установки предельный ток отключения несколько увеличивается, и наоборот. Мощностью отключения называют произведение номинального напряжения на соответствующее значение предельного тока отключения. Для трехфазных выключателей это произведение умножается еще на $\sqrt{3}$. Мощность отключения является условной величиной, так как при отключении тока короткого замыкания напряжение на контактах выключателя может отличаться от номинального.

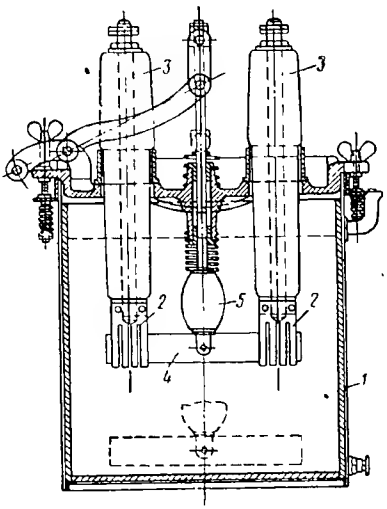


Рис. 78. Многообъемный (баковый) масляный выключатель без дугогасительных устройств

Время отключения, т. е. промежуток времени с момента замыкания цепи отключающей катушки привода до погасания дуги во всех фазах, для небыстродействующих выключателей примерно составляет 0,15—0,25 *сек*, а для быстродействующих выключателей— 0,05 — 0,08 *сек*.

Высоковольтные выключатели могут быть разделены на две основные группы: масляные и безмасляные.

Масляные выключатели применяются в установках переменного тока и в свою очередь могут быть разбиты на две группы: многообъемные (баковые) и малообъемные (горшковые).

На действующих установках до последнего времени наиболее широко используются многообъемные масляные выключатели.

На рис. 78 показан в разрезе баковый масляный выключатель без дугогасительных устройств, имеющий общий бак *1* на все три

фазы. Неподвижные контакты *2* укреплены на проходных изоляторах *3*. Подвижные контакты *4* смонтированы на изолирующей траверсе *5*, которая связана с приводным механизмом, обеспечивающим возможность перемещения траверсы в вертикальном направлении. В отключенном состоянии подвижные контакты занимают положение, показанное пунктиром. Отключение происходит под действием сильной пружины, обеспечивающей быстрое перемещение траверсы вниз, а включение — при помощи привода. Во включенном положении траверса удерживается специальной защелкой привода. Бак выключателя заполнен минеральным маслом, уровень которого показан пунктирной линией.

При отключении контакты расходятся и между ними образуются две последовательно соединенные дуги. Под действием последних масло испаряется и разлагается, при этом образуются газовые пузыри, в которых горит дуга. Горение дуги происходит в атмосфере газа, содержащего до 70% водорода, обладающего высокими дугогасящими свойствами. Вначале газообразование происходит весьма интенсивно и давление в газовом пузыре быстро нарастает (до 2—4 *ат*).

Между поверхностью масла и крышкой выключателя имеется пространство, которое сообщается с окружающим воздухом через газоотводную трубу. При наличии такого буферного воздушного пространства давление в баке выключателя ограничивается и предотвращается возможность его взрыва. Воздушное пространство обычно составляет 20—30% объема бака. По мере расхождения контактов, скорость движения которых в среднем составляет $2 \div 4$ *м/сек*, длина дуги увеличивается и усиливается ее деионизация. Этому также способствуют вихреобразное движение газа и перемещение дуги внутри пузыря, обусловливаемое электродинамическими силами, возникающими в результате взаимодействия между дугами отдельных разрывов, а также между дугой и стальными стенками бака. Наиболее интенсивно процесс деионизации происходит в моменты погасания дуги при переходе тока через нулевое значение, однако если расстояние между контактами невелико, то в следующий полупериод дуга зажигается вновь. При достижении расстояния между контактами определенной величины напряжение, которое необходимо для пробоя промежутка после погасания дуги при переходе тока через нулевое значение, становится меньше пробивной прочности промежутка, дуга повторно не зажигается, т. е. происходит отключение цепи.

Толщина слоя масла, находящегося над контактами выключателя, должна быть достаточной, чтобы не допустить возможности прорыва газового пузыря в процессе отключения и обеспечить необходимое охлаждение газов при выходе их после отключения в воздушное буферное пространство и этим избежать взрыва гремучей смеси, образуемой при смешении водорода с кислородом воздуха.

В выключателе, показанном на рис. 78, продолжительность горения дуги составляет до 10—15 полупериодов, а время отключения 0,15—0,25 *сек*, т. е. выключатель не является быстродействующим и не может разрывать большие токи короткого замыкания.

Многообъемные масляные выключатели на напряжение до 10 *кв* имеют на три фазы один общий бак прямоугольной или круглой формы. В выключателях на 35 *кв* и более каждая фаза помещается в отдельном баке овальной или круглой формы. Чтобы устранить

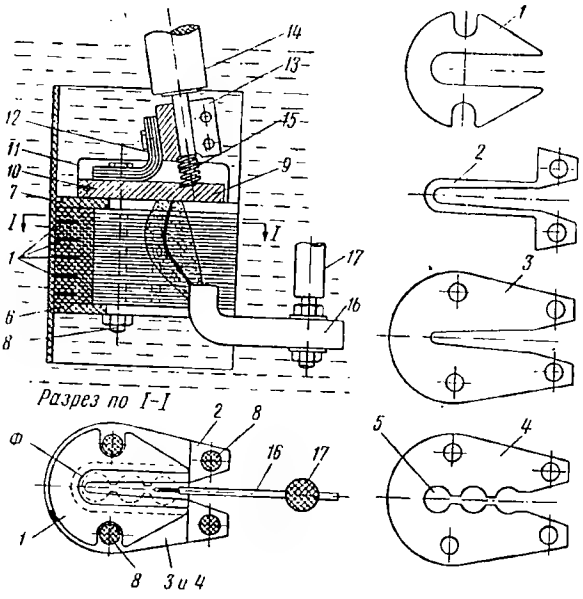


Рис. 79. Продольно-щелевая камера масляного дутья:
1, 2, 3 и *4* — пластины, из которых собирается камера

возможность перекрытия дугой контактов и заземленного бака, его внутренняя поверхность изолирована листами фанеры, электротехническим картоном или другим изоляционным материалом. В однобаковых выключателях применяются также перегородки между фазами для более надежной их изоляции. Баки выключателей имеют указатели уровня масла, маслоспускные краны и пробки для долива масла.

Для снижения времени горения дуги и повышения мощности отключения многообъемных масляных выключателей применяют специальные дугогасительные устройства. Примером такого дугогасительного устройства является продольно-щелевая камера масляного дутья, которая показана на рис. 79. Камера состоит из нескольких пакетов, каждый из которых набран из пластин в следующем порядке: внутрь стальной пластины *1* вкладывается изолирующая пластина *2*, затем на стальную пластину накладывается

промежуточная пластина *3*, далее несколько изоляционных пластин *4* и, наконец еще одна пластина *3*. Сверху и снизу нескольких таких пакетов наложены толстые фанерные листы *6* и *7*. Пакеты стянуты шпильками *8* из изоляционного материала и при помощи металлического держателя *11* и хомута *13* прикреплены к токоведущему стержню проходного изолятора *14*. Плоский неподвижный контакт *9* укреплен на оси *10* и гибкой токоведущей перемычкой *12* соединен с хомутом *13*. Пружина *15* смягчает удар при включении и обеспечивает требуемое давление в контакте. На штанге *17* из изолирующего материала укреплен подвижный контакт *16*, выполненный в виде плоского ножа. Подобные камеры устанавливаются на каждом разрыве контактов выключателя.

Образующийся в стальных пластинах камеры и замыкающийся через воздух магнитный поток Φ втягивает дугу в глубь щели камеры *5*, где происходит интенсивное газообразование, и давление в щели увеличивается. В результате происходит поперечное дутье, вызывающее сильное охлаждение дуги и ее деионизацию. Полное время гашения дуги в этом случае значительно снижается и составляет 0,1—0,15 *сек*. Наиболее широкое применение продольно-щелевые камеры получили в многообъемных масляных выключателях на напряжение 35—110 *кв*. Применяются также и другие типы дугогасящих устройств в многообъемных масляных выключателях.

Достоинством баковых выключателей является сравнительно простая их конструкция, возможность встраивания трансформаторов тока и современных дугогасящих устройств. Основным недостатком этих выключателей является большой объем масла, что затрудняет ревизию и ремонт и повышает пожароопасность при авариях. В связи с этим баковые выключатели устанавливаются в закрытых распределительных устройствах, в отдельных, достаточно прочных камерах, а под выключателями с объемом масла более 25 *кг* предусматриваются специальные маслосборные ямы для сбора и гашения горящего масла.

В установках 6—35 *кв* в последнее время преимущественно применяются малообъемные масляные выключатели. В этих выключателях масло используется только в качестве среды для гашения дуги, что позволяет значительно снизить его объем. Например, если в баковых выключателях на 10 *кв* и номинальную мощность отключения 250 тыс. *ква* вес масла составляет 250 *кг*, то в малообъемных выключателях на те же параметры вес масла равен только 10 *кг*. При этих условиях современные малообъемные масляные выключатели практически являются взрыво- и пожаробезопасными, что повышает безопасность обслуживания и значительно облегчает их установку в закрытых помещениях.

Малообъемные выключатели могут быть выполнены на напряжения до 110 *кв* включительно с одним разрывом на фазу. Применяются также выключатели этого типа с двумя разрывами на фазу. Заводами нашей промышленности выпускаются различ-

ные конструкции малообъемных масляных выключателей. В качестве примера на рис. 80 показан выключатель ВМГ-133 на 10 *кв*, 350 тыс. *ква*.

Основной частью выключателя являются баки *1*, укрепленные на изоляторах *2*, которые смонтированы на раме *3*. Передвижение контактных стержней *4* осуществляется рычагом вала посредством фарфоровых тяг *5*. Рычаги в отключенном положении удерживаются пружинами, работающими на растяжение.

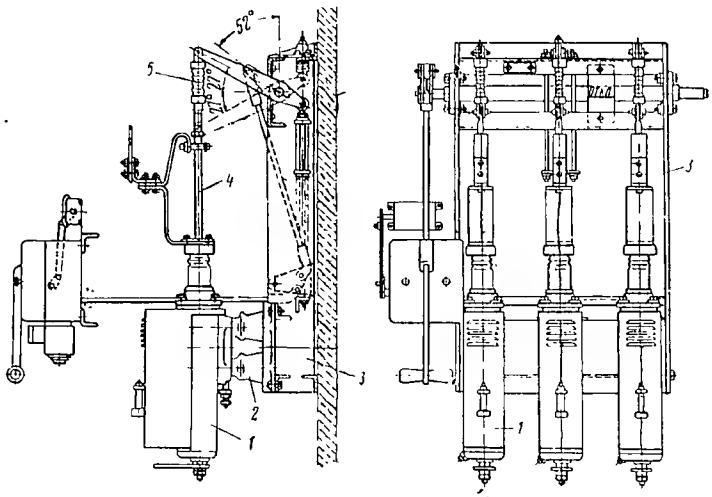


Рис. 80. Малообъемный масляный выключатель типа ВМГ-133

На рис. 81 показан разрез бака этого выключателя. Цилиндр *3* выполнен из стали и в верхней его части на чугунной крышке укреплен проходной фарфоровый изолятор *5*. На дне цилиндра находится неподвижный розеточный контакт *1*, к которому присоединен вывод *11* для крепления токоподводящей шины. Подвижный контактный стержень проходит в направляющей трубке *8*. Внутри стального цилиндра *3* находится изолирующий цилиндр *4*, в котором размещена дугогасительная камера *2*. Дугогасительное устройство выключателя показано на рис. 82. При отключении выключателя контактный стержень выходит из неподвижного контакта, и под действием дуги выделяются газы, которые, не имея другого выхода, сжимают воздушную подушку в камере, сообщающейся с цилиндром и расположенной слева от него. В результате в нижней части цилиндра создается большое давление. По мере движения вверх контактный стержень открывает три расположенных друг над другом поперечных канала, куда устремляются газы и масло, которые гасят дугу. Масло, выбрасываемое при отключении в верхнюю часть цилиндра, через отверстие попадает в маслоотделитель *6* (см. рис. 81) и стекает в дополнительный резервуар *7*.

Из последнего масло может перетекать в нижнюю часть цилиндра через клапан *10*, закрывающийся при повышении давления во время отключения. Уровень масла контролируется маслоуказателем *9*. Скоба *12* служит для крепления гибкой связи, подводящей ток к подвижному контакту.

Малообъемные масляные выключатели могут быть выполнены быстродействующими на большие токи и мощность отключения. Этот тип выключателя используется в качестве выключателя для питающих линий на электрических дорогах переменного тока промышленной частоты.

В настоящее время широкое применение получают воздушные выключатели, в которых гашение дуги осуществляется путем дутья сжатым воздухом. Воздушные выключатели имеют небольшие размеры и невысокую стои-

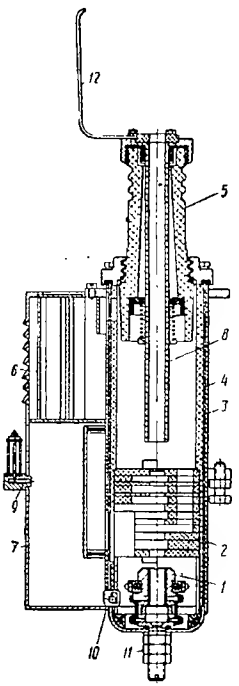


Рис. 81. Разрез бака выключателя ВМГ-133

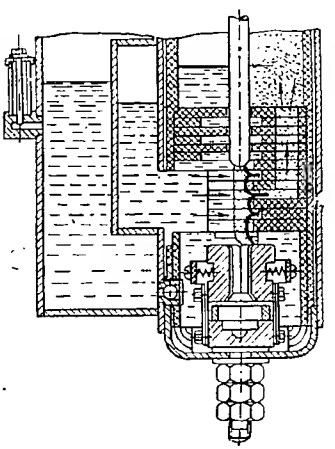


Рис. 82. Дугогасительное устройство малообъемного масляного выключателя типа ВМГ-133

мость и могут быть использованы в установках напряжением 6 — 220 *кв*. В зависимости от напряжения, отключающей способности и конструкции выключателя давление сжатого воздуха обычно составляет от 8 до 25 *ат*.

Воздушные выключатели по скорости отключения являются наиболее быстродействующими и способны прекращать горение дуги после первого прохождения тока через нуль. При помощи этих выключателей может осуществляться повторное включение через 2—3 периода после отключения. Большим достоинством воздушных выключателей является их полная взрыво- и пожаробезопасность. Недостатком воздушных выключателей является

наличие сложного воздушного хозяйства (компрессоры, воздуховоды и т. д.).

Следует отметить, что воздушные выключатели получили широкое применение в качестве главных выключателей на электровозах переменного тока.

На железных дорогах постоянного тока широко используются воздушные быстродействующие электромагнитные выключатели. В выключателях этого типа при разрыве контактов дуга под действием магнитного поля выдувается на рога, которые расположены в дугогасительной камере, и, растягиваясь, гаснет. Для лучшего гашения дуги применяются лабиринто-щелевые камеры. В верхнюю часть таких камер обычно встраиваются дефонные решетки, которые облегчают гашение дуги и предохраняют от выхода ее за пределы камеры при отключении больших токов.

Воздушные выключатели магнитного дутья с лабиринто-щелевой камерой применяются и в установках переменного тока. В частности, наша промышленность изготовляет выключатели ВЭМ-10 на 10 *кв*, 600 *а* и номинальную мощность отключения 150 тыс. *ква*.. Применение выключателей этого типа на напряжение более 15 *кв* затруднено вследствие сложности создания изоляции между контактами.

Одним из новых типов выключателей являются автогазовые выключатели. В этих выключателях для гашения дуги используются газы, которые образуются при воздействии дуги на изоляционные газогенерирующие материалы (органическое стекло, фибра и т. п.). Автогазовые выключатели изготовляются только для внутренних установок 6 — 10 *кв* и имеют сравнительно небольшую мощность отключения.

Высоковольтные выключатели снабжаются приводами, которые служат для их включения, удержания во включенном положении и отключения. Приводы разделяются на: ручные (неавтоматические или автоматические); электрические (электромагнитные и электродвигательные) и пневматические.

За исключением ручного неавтоматического привода, все современные приводы являются автоматическими. Автоматические приводы имеют зацепку, которая удерживает выключатель во включенном положении. При определенном режиме (при коротком замыкании, перегрузке и т. п.) эти зацепки отводятся с помощью небольшого электромагнита. При замыкании его цепи выключатель отключается. Снабженные такими приводами выключатели называются автоматическими. Все приводы имеют механизм свободного расцепления, обеспечивающий возможность автоматического отключения выключателя при включении его на короткое замыкание.

Электрические и пневматические приводы могут управляться на расстоянии, т. е. являются приводами дистанционного управления. Одновременно эти приводы конструируются таким образом, что в случае необходимости их управление может осуществляться вручную.

Источник энергии, от которого осуществляется питание приводов дистанционного управления, должен быть независимым от питающей сети, чтобы можно было производить включение выключателей при отключенной установке. Такими источниками служат аккумуляторная батарея или запас сжатого воздуха.

По сравнению с электрическими приводами преимуществами пневматических приводов являются: простота конструкции, большая надежность в работе, меньшие габариты и небольшая потребляемая мощность. Недостатком пневматических приводов является сложность пневматического хозяйства. При использовании воздушных выключателей пневматический привод является их неотъемлемой частью. На тяговых подстанциях наиболее широко используются электромагнитные приводы.

Трансформаторы тока и напряжения. Трансформаторы тока используют в установках высокого и низкого напряжения переменного тока для питания последовательно соединенных катушек измерительных приборов и реле, что позволяет надежно изолировать их от высокого напряжения, устанавливать на значительных расстояниях от высоковольтного оборудования и выполнять приборы и реле на низкие значения тока, рациональные по условиям их конструкций.

Схема включения трансформатора тока показана на рис. 83. Трансформатор тока состоит из стального сердечника и двух обмоток — первичной и вторичной. Номинальный ток вторичной обмотки трансформаторов тока обычно равен 5 *а*. Это позволяет иметь однотипные измерительные приборы и реле, дешевые и простые по конструкции, надежные в работе и обладающие относительно высокой точностью (измерительные приборы) и чувствительностью (реле).

Основным отличием трансформатора тока от силового трансформатора является то, что ток, протекающий в его первичной обмотке, не зависит от нагрузки вторичной цепи и определяется исключительно нагрузкой силовой цепи, в которую включен трансформатор тока. При этих условиях магнитный поток, создаваемый первичными ампер-витками, почти полностью уравновешивается вторичными ампер-витками; возникающие в обмотках трансформатора тока э. д. с. весьма незначительны, и практически обеспечивается пропорциональность токов I_1 и I_2, протекающих в его первичной и вторичной обмотках, т. е. имеет место равенство

$$I_1 w_1 \approx I_2 w_2, \text{ или } I_1 \approx I_2 \frac{w_2}{w_1}, \qquad (32)$$

где w_1 и w_2 — число витков соответственно в первичной и вторичной обмотках.

Нормально вторичная обмотка трансформаторов тока замкнута на весьма небольшое сопротивление z_2. В связи с этим сечение их сердечников для снижения габаритов и экономии металла рассчи-

тывается на небольшую величину результирующего магнитного потока, достаточного для нормальных условий работы. Поэтому при протекании тока через первичную обмотку трансформатора нельзя размыкать его вторичной обмотки, так как это вызовет чрезмерное увеличение магнитной индукции в сердечнике и сильное нагревание его, что обычно приводит к повреждению трансформатора. Помимо этого, большой магнитный поток в сердечнике будет

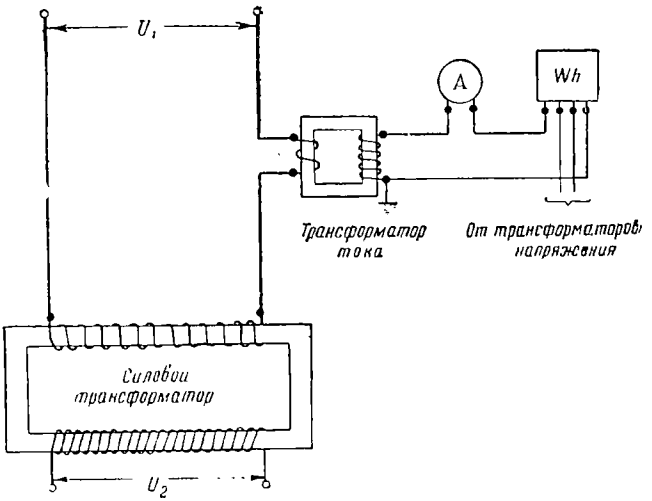


Рис. 83. Принципиальная схема включения трансформатора тока

индуктировать во вторичной обмотке значительную э. д. с. и напряжение на ее концах сможет достигать 1 000 *в* и более, что представляет опасность для персонала и может привести к повреждению изоляции. Поэтому при необходимости отсоединить прибор или реле от работающего трансформатора тока предварительно должна быть замкнута его вторичная обмотка.

Номинальным коэффициентом трансформации трансформатора тока $\kappa_{ном}$ называют отношение

$$\kappa_{ном} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} \approx \frac{w_2}{w_1}. \qquad (33)$$

Трансформаторы тока изготовляются на номинальные значения первичного тока от 5 до 4 000 *а* при номинальном значении вторичного тока 5 *а*. Величина тока, протекающего через первичную обмотку, измеряется по показаниям прибора, включенного во вторичную обмотку, и определяется из соотношения

$$I_1 \approx I_2 \kappa_{ном}. \qquad (34)$$

Обычно шкала прибора градуируется с учетом принятого коэффициента трансформации. В этом случае величина I_1 отсчитывается непосредственно по показаниям прибора.

В результаты измерений трансформаторы тока вносят некоторую погрешность. Относительная погрешность (ΔI) в процентах при измерении тока определяется из следующего соотношения:

$$\Delta I = \frac{K_{ном} I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100\%. \qquad (35)$$

Величина погрешности значительно зависит от степени использования трансформатора тока в эксплуатации. При увеличении нагрузки погрешность снижается, достигая минимального значения при $(1 \div 1{,}2)\ I_{1ном}$. При дальнейшем увеличении нагрузки погрешность снова увеличивается вследствие насыщения сердечника.

По степени точности трансформаторы тока разделяют на 5 классов: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10. Эти цифровые обозначения классов соответствуют наименьшей процентной погрешности по току.

Погрешность трансформатора тока увеличивается при повышении нагрузки его вторичной обмотки, поэтому один и тот же трансформатор может работать в нескольких классах точности. Номинальным классом точности называют наивысший класс, в котором он может работать.

Для включения технических измерительных приборов обычно используются трансформаторы тока классов 0,5 и 1, а релейной защиты максимального тока — класса 3.

Трансформаторы тока по числу витков первичной обмотки разделяют на одновитковые (стержневые) и многовитковые (петлевые), принципиальные схемы которых показаны на рис. 84.

Одновитковые трансформаторы изготовляют на номинальные значения первичного тока 150—200 *а* и выше. При токах более 600—1 000 *а* применяют исключительно одновитковые трансформаторы тока. Эти трансформаторы по сравнению с многовитковыми более просты по конструкции, имеют сравнительно низкую стоимость и габариты и обладают значительно большей устойчивостью при коротких замыканиях. Недостатком их является низкая точность при малых измеряемых токах.

Многовитковые трансформаторы тока применяются при номинальном первичном токе от 5 до 600 *а*.

Трансформаторы тока применяются различных конструкций: катушечные (многовитковые); проходные, используемые одновременно в качестве проходных изоляторов (одно- и многовитковые); фарфоровые опорные для наружных установок напряжением 35 *кв* и выше и т. д. Широко используются встроенные трансформаторы тока, которые устанавливаются на проходных изоляторах баковых масляных выключателей на напряжение 35 *кв* и более. Эти трансформаторы тока являются весьма простыми и дешевыми. К их недостаткам относятся: небольшая мощность и сравнительно низкая точность, особенно при малых токах.

Измерительные трансформаторы напряжения используют в установках переменного тока для питания катушек измерительных приборов и реле. Принципиальная схема включения однофазного измерительного трансформатора напряжения показана на рис. 85. Номинальным коэффициентом трансформации трансформатора напряжения называют отношение

$$K_{ном} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} \approx \frac{w_2}{w_1}, \qquad (36)$$

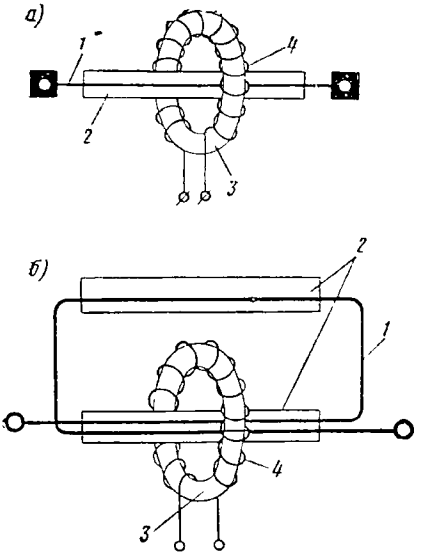


Рис. 84. Принципиальные схемы устройства трансформаторов тока:
а — одновиткового и *б* — многовиткового; *1* — первичная обмотка; *2* — изоляция; *3* — сердечник; *4* — вторичная обмотка

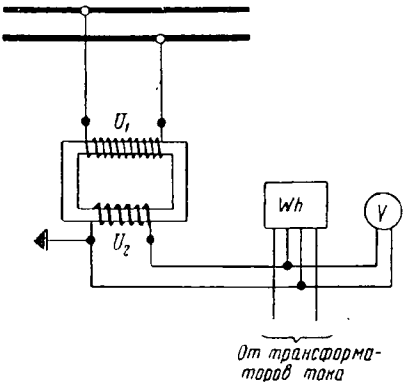


Рис. 85. Принципиальная схема включения однофазного измерительного трансформатора напряжения

где $U_{1ном}$ и $U_{2ном}$ — номинальные первичное и вторичное напряжения.

Трансформаторы напряжения изготовляют с первичными обмотками на все стандартные номинальные напряжения, начиная с 380 *в*. Номинальное вторичное их напряжение во всех случаях равно 100 *в*. Это позволяет применять одинаковые дешевые, простые и надежные приборы и реле независимо от величины номинального напряжения цепи, в которой производят измерение. При напряжении 100 *в* обеспечивается безопасность обслуживания приборов и реле.

Измерительные приборы градуируют с учетом принятого коэффициента трансформации, что позволяет по ним непосредственно измерять величину напряжения на первичной стороне трансформатора.

Относительная погрешность трансформатора при измерении напряжения определяется из соотношения

$$\Delta U = \frac{K_{ном} U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%. \qquad (37)$$

Эта погрешность зависит от тока холостого хода и с увеличением последнего возрастает. Для снижения погрешности принимают меры к снижению магнитного сопротивления сердечника трансформатора напряжения. Величина погрешности зависит также от степени использования его в эксплуатации. Погрешность возрастает при увеличении нагрузки вторичной обмотки трансформатора. Также сказываются на величине погрешности трансформатора напряжения значительные колебания первичного напряжения.

Погрешность трансформатора характеризуется классом его точности. Для трансформаторов напряжения установлено четыре класса точности : 0,2; 0,5; 1 и 3, которые определяют наибольшую допустимую погрешность трансформатора в процентах при изменении нагрузки от 25 до 100% номинального значения, изменении величины первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)\, U_н$ при $\cos \varphi = 0,8$. С увеличением нагрузки погрешность увеличивается, и один и тот же трансформатор напряжения может работать в нескольких классах точности в зависимости от нагрузки. Наиболее высокий класс точности, в котором может работать трансформатор напряжения, называется его номинальным классом точности.

Трансформаторы напряжения класса 0,2 используются для точных лабораторных измерений; класса 0,5 — для точных измерительных приборов и счетчиков; класса 1— для технических измерительных приборов и класса 3 — для реле и в отдельных случаях для вольтметров.

Для трансформаторов напряжения устанавливается также максимальная мощность по условиям их нагрева. Реализация этой мощности возможна только в случае, когда трансформатор используется для питания сигнальных ламп и других приборов, для правильной работы которых величина получаемой при этом погрешности не имеет практического значения.

Трансформаторы напряжения выполняются однофазными и трехфазными, сухими и масляными с естественным воздушным охлаждением.

2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА УСТАНОВОК ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Назначение релейной защиты и требования, предъявляемые к ней. Несмотря на принимаемые меры по повышению надежности работы электрических установок и их оборудования, приходится считаться с возможностью повреждения отдельных элементов и возникновения ненормальных режимов в эксплуатации. Наиболее опасными являются короткие замыкания. В результате коротких замыканий могут иметь место разрушение оборудования, сильное снижение напряжения в значительной части системы и нарушение устойчивости параллельной работы генераторов. Одним из наиболее

часто встречающихся видов ненормальных режимов являются перегрузки, которые вызывают недопустимо большой нагрев токоведущих частей и ускоренный износ или даже разрушение изоляции оборудования.

Не допустить возникновение или предупредить развитие аварии в большинстве случаев можно быстрым отключением поврежденного элемента. Персонал, обслуживающий установку, не в состоянии достаточно быстро произвести эти операции, время выполнения которых часто не должно превышать нескольких десятых долей секунды. В связи с этим электрические установки снабжают специальными устройствами - реле, которые автоматически отсоединяют при помощи выключателей поврежденный элемент от остальной неповрежденной части установки и этим восстанавливают нормальный режим ее работы, прекращают разрушение поврежденного элемента и предотвращают возможность повреждения других устройств.

Основными требованиями, которые предъявляются к устройствам релейной защиты, являются: избирательность, быстрота действия, чувствительность и надежность.

Под избирательностью понимают такое действие защиты, при котором осуществляется отключение только поврежденного элемента без отключения и нарушения нормального режима работы других элементов электрической установки.

Снижение времени отключения (быстрота действия) поврежденного элемента повышает устойчивость нормальной работы машин в системе; уменьшает влияние снижения напряжения на работу потребителей; уменьшает размеры разрушения поврежденного элемента.

Под чувствительностью релейной защиты понимают ее способность реагировать на все возможные виды повреждений и ненормальных режимов, которые могут иметь место на защищаемом элементе электрической системы, при этом защита должна реагировать на повреждения в самой начальной их стадии. Одновременно с этим защита не должна срабатывать при нормальных режимах работы или при отклонениях от них, являющихся неопасными для работы электрической установки.

Наконец, очень важным требованием является надежность действия релейной защиты, т. е. обеспечение безупречной правильности ее действия. Надежность действия релейной защиты обеспечивается предъявлением высоких требований к релейной аппаратуре, упрощением схем, сокращением количества контактов, качественными монтажом и эксплуатацией устройств релейной защиты.

Реле. Основным элементом релейной защиты является реле. Реле называют различные приборы, применяемые в релейной защите, автоматике, телемеханике, связи и т. д., которые при наступлении определенного явления замыкают или размыкают свои контакты.

Реле обычно имеют два основных органа: воспринимающий и исполнительный. Первый из них предназначен для восприятия

изменения величины, на которое реле должно реагировать в случае ее отклонения от установленного значения (например тока, напряжения и т. д.). Исполнительный орган предназначен для замыкания или размыкания той или иной цепи, например отключающей цепи высоковольтного выключателя. Действие большинства реле, применяемых в устройствах релейной защиты, основано на электрическом принципе.

В зависимости от принципа действия реле делятся на электромагнитные, индукционные, электродинамические, магнитоэлектрические, электронные, тепловые и т. д.

Реле, реагирующие на изменение той или иной величины, обычно питаемые от измерительных трансформаторов тока и напряжения, являются основными. Кроме основных реле, в схемах защиты широко применяются вспомогательные реле. Обмотки этих реле питаются от источника оперативного постоянного тока (аккумуляторной батареи) и срабатывают при замыкании их обмотки основным реле. К вспомогательным реле относятся промежуточные, времени, сигнальные и др.

В зависимости от величины, изменение которой вызывает срабатывание реле, последние делятся на реле тока, напряжения, мощности, сопротивления и т. д.

По характеру изменения величины, на которую реагирует воспринимающий орган, реле делятся на: максимальные — срабатывающие при увеличении контролируемой величины (тока, напряжения, мощности и т. д.) до определенного заданного значения; минимальные — срабатывающие при уменьшении контролируемой величины до определенного заданного значения; направленного действия — срабатывающие при изменении направления протекания контролируемой величины, например, мощности; дифференциальные реагирующие на разность сравниваемых между собой однородных электрических величин и т. д.

Условно принято считать нормальным положение реле при обесточенном состоянии его обмотки.

Различают реле с нормально открытыми контактами (н. о.), у которых при нормальном положении контакты разомкнуты, и с нормально закрытыми контактами (н. з.), у которых при этом положении контакты замкнуты.

Наиболее широко применяются электромагнитные реле, которые срабатывают в результате притяжения якоря к электромагниту. Эти реле в зависимости от конструктивного выполнения делятся на клапанные (рис. 86), соленоидные (рис. 87) и с вращающимся якорем (рис. 88). Первые два из них применяются как вспомогательные, а реле с вращающимся якорем — в качестве основного. На электромагнитном принципе построены реле тока, напряжения, времени, промежуточные и сигнальные.

Индукционные реле срабатывают в результате поворота медного или алюминиевого диска под действием возникающих двух магнитных потоков в его магнитной системе. На этом принципе осно-

ваны реле токовые, максимальной мощности, направления мощности, дифференциальные токовые реле.

Из реле, контролирующих неэлектрические величины, в устройствах релейной защиты наиболее широко применяются термические и газовые реле.

Релейная защита высоковольтных линий переменного тока. Выбор способа релейной защиты осуществляется исходя из приведенных выше требований, при этом учитываются расположение электрических станций и подстанций, конфигурация сети, число параллельно работающих линий и их параметры, способ заземления трансформаторов и ряд других факторов.

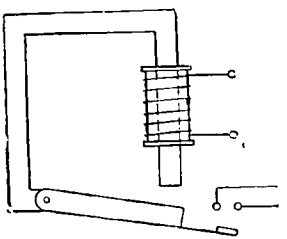


Рис. 86. Электромагнитное реле клапанного типа

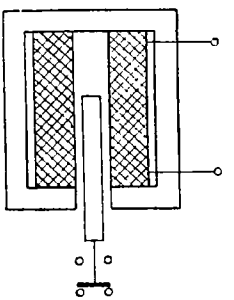


Рис. 87. Электромагнитное реле соленоидного типа

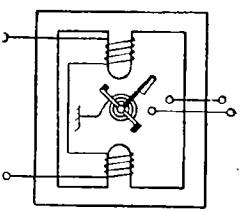


Рис. 88. Электромагнитное реле с вращающимся якорем

В связи с ростом мощности энергосистем и развитием высоковольтных сетей значительно усложняются явления, происходящие в них, и повышается ответственность за бесперебойное снабжение энергией потребителей, что приводит к значительному усложнению релейной защиты высоковольтных линий. Для этой цели применяются следующие виды защиты: максимальная токовая мгновенная с независимой и ограниченно зависимой выдержкой времени, направленная, дифференциальная и др. Ниже рассматриваются принцип действия, особенности и область применения отдельных видов защиты.

Простой и получившей наиболее широкое распространение является максимальная токовая мгновенная защита, схема которой в трехфазном исполнении показана на рис. 89, *а*. К трансформаторам тока, вторичные обмотки которых соединены в звезду, подсоединены три электромагнитных токовых реле *1*, контакты которых нормально разомкнуты. При коротком замыкании ток в катушке реле превышает ток трогания и реле замыкает своими контактами цепь отключения. Контакты реле маломощны и не могут непосредственно замкнуть цепь катушки отключения высоковольтного выключателя, которая потребляет ток около 5 *а*. Поэтому дополнительно использовано промежуточное

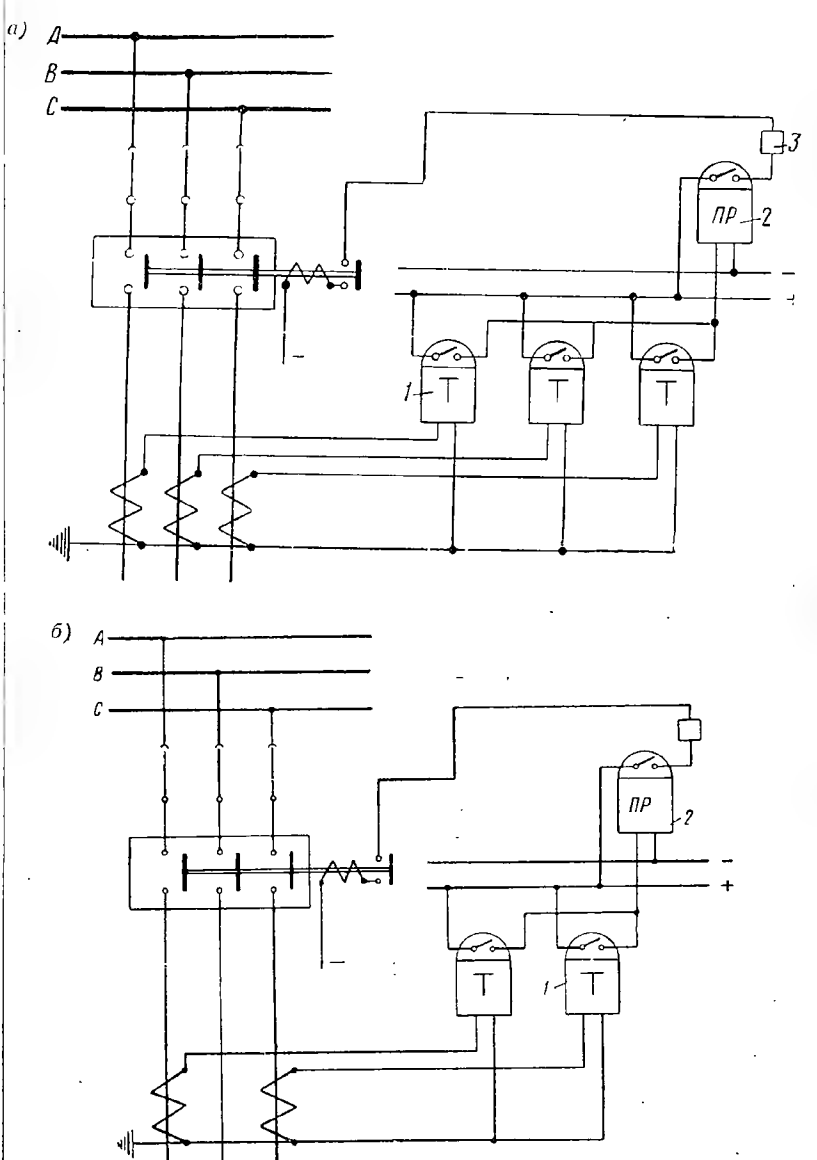


Рис. 89. Схема максимальной токовой мгновенной защиты:
а — в трехфазном исполнении *б* — в двухфазном исполнении;

реле *2*, которое возбуждается при срабатывании одного из токовых реле и своими контактами замыкает цепь отключающей катушки.

Также устанавливается указательное реле *3*, сигнализирующее о срабатывании защиты. Время действия защиты складывается из собственного времени реле и высоковольтного выключателя и составляет 0,05—0,1 *сек*.

Приведенная схема защиты реагирует на межфазные короткие замыкания и на однофазные замыкания на землю, если ток в последнем случае будет достаточно большим. Это имеет место в случае глухого заземления нулевых точек трансформаторов, что обычно выполняется в сетях напряжением 110—220 *кв*.

Если нулевые точки трансформаторов не заземлены или заземлены через дугогасительные устройства и активное сопротивление, что обычно бывает в сетях 6—35 *кв*, то величина тока замыкания на землю мала и защита не срабатывает. В связи с этим в таких случаях применяется специальная защита от замыканий на землю, а при помощи максимальной токовой защиты осуществляется защита только от межфазных замыканий. При этих условиях может быть использована более простая защита в двухфазном исполнении, схема которой показана на рис. 89, *б*.

Максимальная токовая мгновенная защита применяется в сетях любой конфигурации с большими и малыми токами замыкания на землю. Основным назначением этой защиты является быстрое отключение больших токов короткого замыкания.

При применении такой защиты избирательность действия может быть обеспечена только в радиальных сетях при одиночных линиях с односторонним питанием. В этом случае релейная защита, защищающая отдельные участки радиальной сети, настраивается на различные токи трогания, при этом ток трогания реле должен быть меньше тока, который имеет место при коротком замыкании на данном участке, и больше тока короткого замыкания на участке, расположенном дальше от источника питания. При срабатывании защита отключает или как бы отсекает участок, на котором произошло короткое замыкание, а также участки, расположенные дальше от источника питания. Поэтому данная защита получила название токовой отсечки.

Избирательность действия защиты может быть обеспечена, если на границе участков включены силовые трансформаторы, резко увеличивающие сопротивление. В этом случае ток короткого замыкания до трансформатора, приведенный к напряжению на высокой стороне, значительно больше, чем после него. Если такие трансформаторы отсутствуют, то величина токов короткого замыкания в конце одного участка и в начале следующего участка одинакова. В этих условиях при токовой отсечке может быть осуществлена защита только части участка порядка 30—60%, а остальная его часть останется незащищенной, что является недостатком данной защиты.

Этот недостаток может быть устранен при применении максимальной токовой защиты с независи-

мой выдержкой времени, схема которой в трехфазном исполнении показана на рис. 90. Действие защиты заключается в том, что при коротком замыкании или перегрузке ток в обмотке хотя бы одного электромагнитного реле *1* возрастает и становится больше тока его трогания. Реле своими контактами замыкает цепь обмотки реле времени *2*, которое в свою очередь по истечении установленного промежутка времени своими контактами замыкает цепь отключающей катушки выключателя. Питание обмотки реле времени и отключающей катушки осуществляется от источника оперативного постоянного тока.

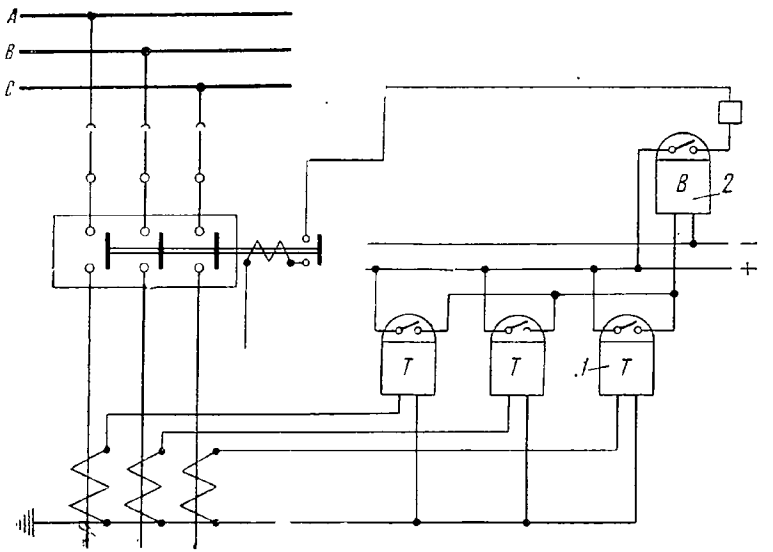


Рис. 90. Схема максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени в трехфазном исполнении

Эта защита, так же как при токовой отсечке, в трехфазном исполнении применяется при больших значениях тока замыкания на землю, а при малых — в двухфазном исполнении. При защите радиальных сетей выдержка времени принимается тем больше, чем ближе расположен защищаемый участок к источнику питания. Для обеспечения избирательности действия защиты разность в выдержке времени (ступень времени) для смежных участков принимается равной 0,5—0,7 *сек*.

Недостатком защиты является ее большая выдержка времени вблизи источника питания при значительном количестве участков радиальной сети.

Для защиты радиальных сетей используется также максимальная токовая защита с ограниченно зависимой выдержкой времени. Эта защита осуществляется при помощи специальных индукционных реле, которые, реагируя на короткое замыкание или перегруз-

ку, производят отключение не мгновенно, а через определенный промежуток времени, зависящий от величины тока, протекающего через обмотку реле.

Для защиты радиальных сетей с несколькими источниками питания и кольцевых сетей с одним источником питания применяется направленная максимальная токовая защита, принципиальная схема которой показана на рис. 91. Пусковым органом защиты является токовое реле *1*, кроме него, в схему включены индукционное реле направления мощности *2* и реле времени *3*. Реле мощности, кроме токовой обмотки, имеет обмотку, питание которой осуществляется от трансформатора напряжения *ТН*. Это реле срабатывает только при определенном направлении протекания мощности в защищаемой цепи. Цепь обмотки реле выдержки времени *3* замыкается только тогда, когда реле *1* и *2* одновременно замкнут свои контакты, которые включены последовательно. Использование такой защиты позволяет обеспечить избирательность ее действия путем соответствующего подбора тока трогания реле *1*, выдержки реле времени *3* и направления мощности.

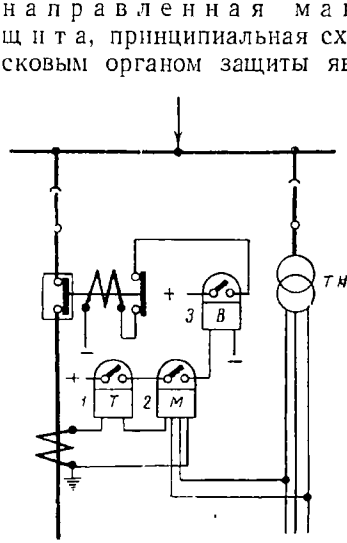


Рис. 91. Схема направленной максимальной токовой защиты для одной фазы линии

На рис. 92 приведена схема сети при двустороннем питании, на которой стрелками, расположенными сверху, показаны стороны действия направленной токовой защиты и дан график выдержки времени, подобранный по встречно-ступенчатому принципу. При коротком замыкании, например, на линии *Б* сработают только защиты *2* и *6*, защиты *1* и *5* не подействуют, так как они настроены на обратное направление мощности, а защиты *3* и *7* не подействуют из-за большей выдержки времени, чем у защит *2* и *6*. Таким образом, в рассмотренном случае произойдет отключение только поврежденной линии *Б* без отключения линий *А* и *В*. Аналогичным путем может быть осуществлена защита и при кольцевой сети с одним источником питания.

Следовательно, основным назначением направленной максимальной токовой защиты является отключение поврежденной линии с двух сторон.

Направленная максимальная токовая защита применяется так, же без выдержки времени (отсечка) для ускорения отключения, когда по условию распределения токов невозможно использование ненаправленной максимальной токовой отсечки.

При коротких замыканиях вблизи пунктов установки направ-

ленной защиты напряжение, подводимое к реле мощности, равно или близко к нулю, и последнее не может осуществлять контроль направления мощности. В связи с этим направленная токовая защита имеет мертвые зоны, т. е. зоны при коротких замыканиях, в пределах которых не обеспечивается действие защиты, что является ее недостатком.

Для защиты коротких одиночных линий применяется продольная дифференциальная защита, которая реагирует на разность токов, протекающих в начале и конце линии,

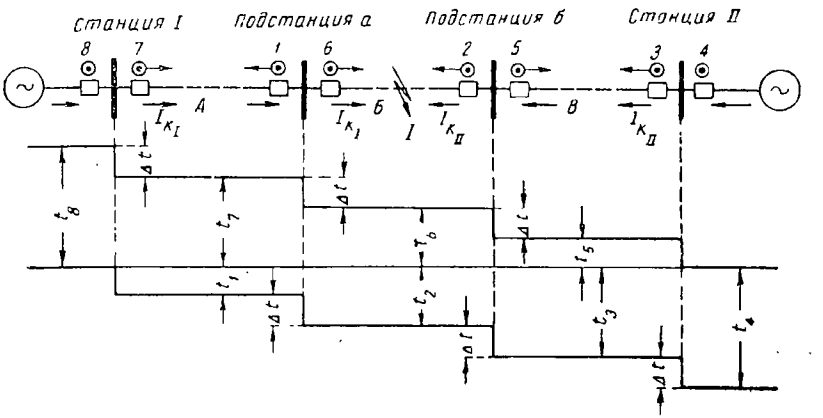


Рис. 92. Схема сети с двусторонним питанием и диаграмма изменения выдержки времени направленной токовой защиты

при коротких замыканиях. Защита отключает поврежденную линию с обеих сторон и осуществляется при помощи специальных трансформаторных реле, устанавливаемых по концам защищаемой линии. Реле питаются от трансформаторов тока и соединены между собой двумя проводами. Продольная дифференциальная защита является быстродействующей, обеспечивает избирательность действия, имеет высокую чувствительность и не имеет мертвых зон. Недостатком этой защиты является значительная стоимость соединительных проводов и возможность их повреждения. Последнее делает необходимым применение дополнительной защиты, обычно максимальной токовой.

Для защиты параллельных линий применяется поперечная дифференциальная защита. Вторичные обмотки трансформаторов тока двух параллельных линий включаются накрест, т. е. начало обмотки одного трансформатора тока соединяется с концом обмотки другого трансформатора, чем обеспечивается последовательное циркулирование тока. К соединительным проводам параллельно включены обмотки токовых электромагнитных реле. Кроме того, защита дополняется реле направления мощности. Токовые реле должны иметь ток трогания, превышающий ток небаланса

при внешнем коротком замыкании и максимальной нагрузке, чтобы неповрежденная линия не отключалась после вывода из работы поврежденной линии. Поперечная дифференциальная защита является также быстродействующей и сравнительно простой. Недостатком ее является наличие мертвых зон.

На линиях электропередачи 110—220 *кв* применяется направленная, или дифференциальная, высокочастотная защита, при которой связь между питающим и приемным концами линии передачи осуществляется по ее проводам токами высокой частоты (50—150 *кгц*). К преимуществам этой защиты относятся быстрота действия, избирательность и высокая чувствительность. Недостатком ее является высокая стоимость.

При избирательном действии защиты автоматически отключается только поврежденный участок сети без нарушения нормальной работы остальных ее частей. В этом случае исключается возможность перерывов электроснабжения потребителей, имеющих резервное питание, т. е. питание которых осуществляется по двум и более линиям. При питании потребителя через одну линию он остается без напряжения в случае ее повреждения даже при нормальном избирательном действии защиты. Опыт эксплуатации показывает, что большинство повреждений на воздушных высоковольтных линиях носит переходящий характер и исчезает после их отключения.

В связи с этим в дополнение к релейной защите широко применяются устройства, осуществляющие однократное автоматическое повторное включение (АПВ) высоковольтных линий после первого их отключения релейной защитой. В результате быстро восстанавливается нормальное питание потребителей. Опыт показывает, что примерно в 70—80% случаев получается удачное повторное включение.

Защита трансформаторов, электродвигателей и генераторов. Силовые трансформаторы являются весьма ответственными и ценными устройствами современных электрических установок. Одновременно трансформаторы отличаются простотой конструкции и надежностью в эксплуатации. Несмотря на это, как показывает опыт эксплуатации, не исключена возможность различного рода повреждений трансформаторов и возникновения ненормальных режимов в процессе их работы.

Основными видами защиты силовых трансформаторов являются: максимальная токовая, продольная дифференциальная токовая и газовая.

При помощи максимальной токовой защиты силовые трансформаторы защищаются от внешних коротких замыканий, внутренних межфазных замыканий и перегрузок. Если выдержка времени максимальной защиты превышает 0,7 *сек*, то часто дополнительно устанавливается токовая отсечка. При включении силовых трансформаторов на холостой режим или восстановлении напряжения после отключения короткого замыкания происходит бросок намагничи-

вающего тока, который может достигать 6÷8-кратной величины номинального тока. Затем намагничивающий ток, быстро спадая, достигает своего установившегося значения (3—5% номинального тока). С этим обстоятельством приходится считаться при использовании токовой отсечки. При уставке последней, в 3—4 раза превышающей номинальный ток трансформатора, в связи с наличием собственного времени реле обычно удается отстроить реле от срабатывания при бросках намагничивающего тока.

Защита трансформаторов небольшой мощности со вторичным напряжением 380/220 и 220/127 *в* обычно осуществляется плавкими предохранителями на первичной стороне и воздушными автоматами на вторичной стороне.

Для защиты трансформаторов мощностью 7500 *квт* и более от замыканий внутри трансформатора на изоляторах и проводах, соединяющих его с шинами, применяется продольная дифференциальная токовая защита.

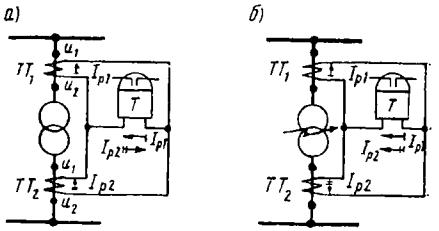


Рис. 93. Схема дифференциальной продольной защиты

При протекании тока нагрузки или сквозного тока короткого замыкания токи I_{p1} и I_{p2} равны между собой и протекают через обмотку реле в противоположных направлениях (рис. 93, *а*). В случае короткого замыкания в трансформаторе направление тока I_{p2} изменяется, в результате чего токи I_{p1} и I_{p2} будут протекать через обмотку реле в одном направлении (рис. 93, *б*). Вследствие этого произойдет срабатывание реле и отключение трансформатора.

Для отстройки от бросков намагничивающего тока первичный ток срабатывания принимается равным 50—60% номинального тока, а выдержка времени 0,75 *сек*. С этой же целью при использовании продольной дифференциальной защиты с токовой отсечкой ток срабатывания принимается равным 250—350% номинального тока, что делает эту защиту недостаточно чувствительной к внутренним повреждениям. Для увеличения чувствительности дифференциальной защиты применяется подключение реле через насыщающиеся трансформаторы тока, используются специальные реле и проводятся другие мероприятия.

Газовая защита применяется на трансформаторах обычно мощностью 320 *ква* и выше для защиты от всякого рода повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при некоторых ненормальных режимах (снижение уровня масла, попадание в него воздуха). Защита осуществляется при помощи газового реле (рис. 94). Последнее состоит из чугунного корпуса, крышки и двух фланцев. Внутри корпуса размещены два поплавка с ртутными контактами. Один из поплавков располо-

жен выше, а другой ниже и каждый из них может вращаться вокруг горизонтальной оси. Газовое реле устанавливается в разрезе трубы, которая соединяет кожух трансформатора с расширителем. При повреждении в трансформаторе масло разлагается. Образовавшиеся при этом газы поднимаются вверх и, накапливаясь в верхней части корпуса газового реле, вытесняют масло, что приводит к опусканию первого поплавка, который своими контактами замыкает сигнальную цепь. В случае значительного повреждения в трансформаторе происходит бурное выделение газов, что приводит к замыканию контактов нижнего поплавка и автоматическому отключению трансформатора.

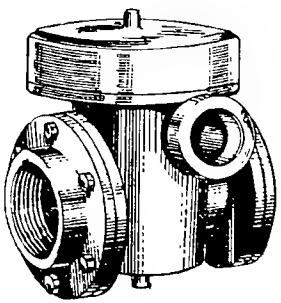


Рис. 94. Газовое реле

Выбор защиты электродвигателей определяется их типом и мощностью. Защита от коротких замыканий и перегрузок электродвигателей напряжением до 500 *в* обычно осуществляется плавкими предохранителями или воздушными автоматами. Для защиты мощных электродвигателей (напряжением 3, 6 и 10 *кв*) применяется максимальная токовая защита, токовая отсечка или продольная дифференциальная токовая защита.

Наиболее ответственным и ценным оборудованием электрических систем являются синхронные генераторы. Защитные устройства должны обнаруживать повреждения в генераторах в самом начале их возникновения и с максимальной быстротой автоматически предотвращать развитие повреждений. Одновременно защита должна отключать генератор только при тех повреждениях и ненормальных режимах работы, которые для него представляют действительную опасность. Эти отключения должны осуществляться быстро и без нарушения работы остальной, неповрежденной части системы. Отключение генератора еще не ликвидирует возникшее в нем повреждение. Ротор генератора на холостом ходу при отсутствии специального торможения может вращаться до 20 *мин* и более. При этом магнитное поле и э. д. с. в обмотке статора могут иметь достаточную величину для поддержания дуги в месте повреждения, которая будет производить дальнейшее разрушающее действие. Чтобы избежать этого, применяются специальные устройства, обеспечивающие гашение поля и резкое снижение э. д. с. генератора. При помощи этих же устройств также устраняется возможность повышения напряжения на зажимах генератора при отключении его из-за короткого замыкания во внешней сети.

Для защиты генераторов, присоединенных к сборным шинам, применяются следующие виды защиты:

1) токовая максимальная защита с пуском от реле минимального напряжения — от внешних коротких замыканий;

2) токовая максимальная защита — от однофазных замыканий на землю обмотки статора;

3) токовая максимальная защита от двойных замыканий на землю в цепи возбуждения генератора.

Для генераторов мощностью более 1 250 *ква*, кроме указанных видов защиты, применяются еще:

1) максимальная токовая защита от перегрузок;

2) дифференциальная продольная токовая защита от внутренних межфазных замыканий (замыканий в обмотке статора);

3) дифференциальная поперечная токовая защита от замыканий между витками обмотки одной фазы при наличии выведенных ее параллельных ветвей.

Продольная дифференциальная токовая защита заменяется токовой отсечкой, если отсутствуют со стороны нейтрали выводы отдельных фаз, что имеет место у генераторов сравнительно небольшой мощности.

Защита от перегрузки используется для подачи сигнала дежурному персоналу, чтобы последний мог своевременно принять меры к снижению нагрузки.

Остальные виды защит производят автоматическое отключение генератора и приводят в действие устройства, обеспечивающие автоматическое гашение поля.

Для гидрогенераторов применяется также защита максимального напряжения, которая срабатывает при повышении напряжения в обмотке статора до 140—150% от номинального значения. Эта защита обычно имеет выдержку времени 0,5—0,6 *сек* для отстройки от кратковременных повышений напряжения.

Для защиты блока генератор-трансформатор используются описанные виды защиты, которые применяются при раздельной работе генераторов и трансформаторов. Отдельные из этих защит выполняются общими для всего блока (максимальная защита от внешних коротких замыканий и перегрузок, дифференциальная продольная защита и защита от замыканий на землю).

3. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

В зависимости от назначения различают рабочие и защитные заземляющие устройства. Примером рабочих заземлений могут служить устройства для заземления нейтрали генераторов и трансформаторов. Защитные заземления устраиваются с целью защитить обслуживающий персонал от опасных потенциалов, которые могут возникать при повреждении изоляции электрических установок, и являются одним из важнейших средств обеспечения безопасной работы.

Заземляющее устройство выполняется в виде контура, состоящего из стальных труб, забиваемых в грунт на глубину 2,5—3,0 *м* и электрически соединенных между собой при помощи проводящих полос. К заземляющему контуру присоединяются кожухи

силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения, баки и каркасы выключателей, фланцы опорных и проходных изоляторов, металлические конструкции открытых распределительных устройств, металлические двери, сетчатые ограждения, каркасы распределительных щитов и щитов управления и другие части, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под опасным потенциалом при повреждении изоляции того или иного элемента электрической установки.

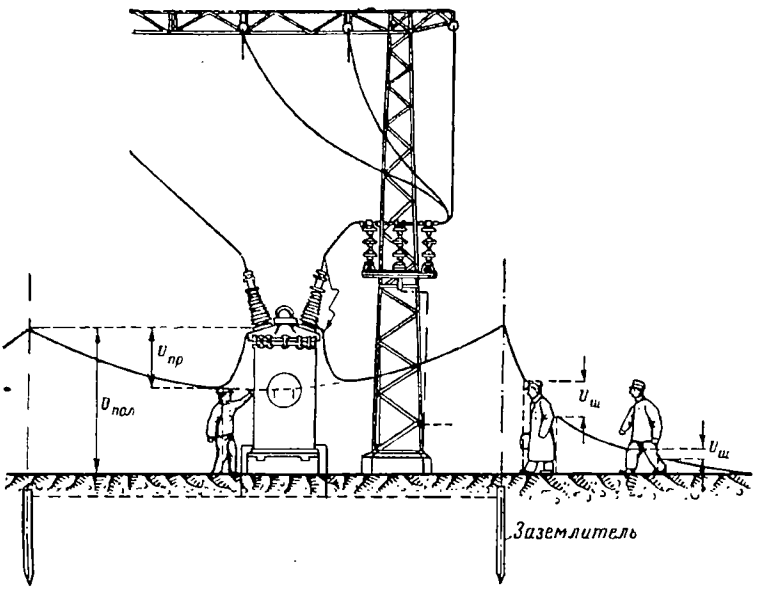


Рис. 95. Изменение потенциала при замыкании на землю

На рис. 95 в качестве примера схематически показано изменение потенциала при перекрытии изолятора масляного выключателя и наличии заземляющего контура. Ток замыкания на землю в данном случае протекает через бак выключателя, металлические части заземляющего устройства и далее перетекает в грунт. Так как сечение металлических частей, через которые протекает ток, является значительным и, соответственно, их сопротивление относительно невелико, то почти все падение напряжения происходит на участке, где ток переходит с заземления в грунт и растекается в нем. Наибольшая плотность тока в грунте, а следовательно, и градиент (изменение) потенциала имеют место непосредственно у поверхности заземлителя. По мере удаления от него плотность тока и градиент потенциала быстро убывают, так как сечение грунта увеличивается. На расстоянии примерно 20 *м* от заземлителя потенциал грунта обычно практически становится равным нулю.

Различают напряжение прикосновения $U_{пр}$, когда человек стоит на земле и рукой касается корпуса аппарата или металлической конструкции, и напряжение шага $U_ш$, когда человек находится в зоне изменения потенциала поверхности земли (см. рис. 95), при этом ширина шага принимается равной 0,8 *м*.

Требуемая величина сопротивления заземления определяется при проектировании и зависит от величины тока замыкания на землю и ряда других факторов. Однако согласно действующим правилам эта величина сопротивления для каждого заземленного объекта подстанции при рабочем напряжении выше 1 000 *в* и больших токах замыкания на землю в любое время года не должна превышать 0,5 *ом*, а при токах менее $500\,a - \frac{250}{i_з}$ *ом*, но не более 10 *ом*, где $i_з$ — расчетная величина тока замыкания на землю. Сопротивление заземления для опор, соединенных тросом, и трубчатых разрядников, установленных на подходах к подстанции, не должно превышать 10 *ом*. В установках с рабочим напряжением до 1 000 *в* сопротивление заземления не должно быть более 4,0 *ом*.

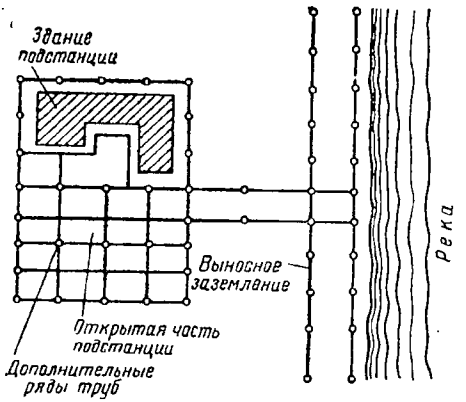


Рис. 96. Схема расположения контура заземления подстанции

Контур заземления подстанции схематически показан на рис. 96. При затруднениях в получении достаточно низкого сопротивления заземляющего устройства (при высоком сопротивлении грунта) устраивают второй контур на расстоянии не менее 10 *м* от первого или выносное заземление. Для выравнивания потенциала на территории подстанции, а следовательно, снижения напряжения прикосновения устраивается сетка из проводящих полос. Правильное их расположение позволяет устранить возможность появления опасных величин $U_{пр}$ и $U_ш$.

Проводящие полосы выполняются из стали круглого или прямоугольного сечения. Расстояние от поверхности земли до верхних концов труб и проводящих полос принимается не менее 0,5 *м*. Трубы и полосы, а также полосы между собой в местах их пересечений соединяются при помощи сварки. Используемые для устройства заземляющего контура стальные трубы должны иметь толщину стенок не менее 3,5 *мм*, а стальные ленты — толщину не менее 4 *мм* и площадь поперечного сечения не менее 45 *мм*^{2}. Заземление оборудования и металлических конструкций на контур осуществляется стальными полосами, которые привариваются к

контуру внахлестку. К аппаратуре присоединение заземляющих шин осуществляется при помощи специально предназначенных для этой цели болтов, при этом диаметр последних должен быть не менее 12 *мм*. При надземной прокладке толщина полос должна быть не менее 3 *мм*. При устройстве временных заземлений применяются гибкие медные провода сечением не менее 70 *мм*^{2}. Приведенные основные требования к размерам и сечению заземляющих проводников являются минимальными и величины их выбираются при проектировании исходя из максимально допустимой температуры нагрева и требуемой механической устойчивости.

В закрытых распределительных устройствах заземляющие шины прокладываются на расстоянии не менее 1,0 *см* от стен или пола и закрепляются на вмазанных крючках. Эти шины не должны проходить вблизи кабелей или касаться их в местах пересечения, чтобы избежать повреждения кабелей при значительном нагреве заземляющих шин в случае протекания по ним тока замыкания на землю.

Не допускается последовательное включение аппаратуры в заземляющие шины, так как в этом случае снятие одного из аппаратов привело бы к нарушению заземления других аппаратов.

Величина сопротивления заземления контура R может быть найдена из следующего соотношения:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_{n.n}}, \tag{38}$$

где R_{mp} — сопротивление заземления труб;

$R_{n.n}$ — сопротивление заземления проводящих полос контура.

Общее сопротивление заземления труб контура R_{mp} может быть определено из следующего уравнения:

$$R_{mp} = \frac{\rho}{2\pi l n \eta} ln \frac{4l}{d} \text{ ом}, \tag{39}$$

где n — число забитых труб;

l — длина трубы в *см*;

d — наружный диаметр трубы в *см*;

ρ — среднее значение удельного сопротивления грунта в *ом·см*.

Удельное сопротивление грунта может быть определено в результате соответствующих измерений на площадке, выделенной для сооружения подстанции. Для ряда грунтов значения ρ приведены в табл. 7.

Коэффициент η учитывает взаимное экранирующее действие труб между собой, вследствие которого сопротивление заземления увеличивается. На рис. 97 показаны кривые изменения η в зависимости от числа труб n и расстояния между ними a. Отношение этого расстояния к длине трубы $\left(\frac{a}{l}\right)$ обычно принимается равным от 2 до 3.

Таблица 7

Удельное сопротивление грунта

Грунт	Влажность в % по весу	$\rho \cdot 10^4$ в ом·см	Грунт	Влажность в % по весу	$\rho \cdot 10^4$ в ом·см
Песок	2,5	37	Чернозем	2,5	25
Суглинок	7,5	2,5	Песчаное дно реки	—	1,08
Глина	20—25	0,2—0,15	Каменистый . . .	—	20и более

Сопротивление заземления (растекания) полос $R_{п.п}$, образующих сетку, определяется из уравнения

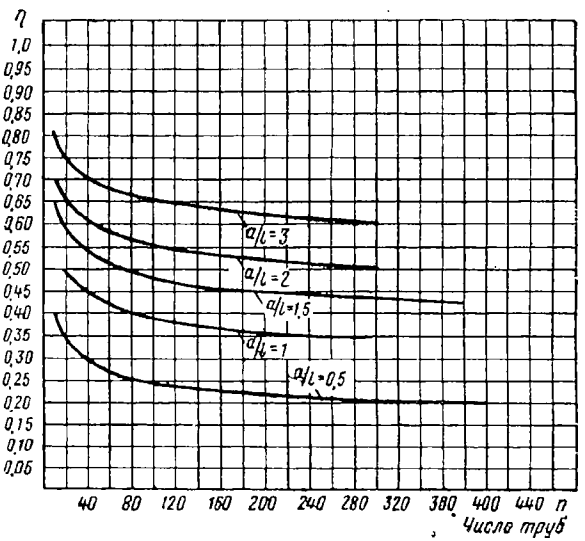


Рис. 97. Значения коэффициента η в зависимости от числа труб и расстояния между ними

$$R_{п.п} = \frac{\rho \ln \frac{4l}{b}}{2\pi l \eta_п} \left(1 + \frac{\ln \frac{l}{2t}}{\ln \frac{4l}{b}} \right), \qquad (40)$$

где l — длина полосы в *м*;

b — ширина полосы в *см*;

t — глубина заложения полосы в *м*;

$\eta_п$ — коэффициент использования, который при стороне квадрата сетки 5—10 *м* равен примерно 0,35—0,4.

При определении сопротивления заземляющего устройства учитывается также снижение этого сопротивления в результате присоединения технического водопровода и брони кабелей. Расчет заземления выполняется исходя из наибольшей возможной величины тока замыкания на землю при повреждении изоляции как на стороне переменного, так и постоянного тока. При наличии рельсовых путей на территории подстанции, которые расположены ближе 10 *м* от заземляющего устройства, обычно устраивают изолирующие стыки, чтобы избежать возможности выноса опасного потенциала за пределы территории подстанции. Первый из таких стыков устанавливается у места выхода рельсового пути с территории подстанции, второй — у места примыкания тупика к главным путям и третий в средней его части. Если рельсовый путь используется в качестве обратного провода и поэтому устройство изолирующих стыков невозможно, то заземляющее устройство должно быть рассчитано таким образом, чтобы исключалась возможность выноса опасного потенциала.

На тяговых подстанциях дорог постоянного тока сборная шина, присоединяемая через отсасывающие линии к тяговым рельсам, изолирована от заземляющего контура подстанции, чтобы избежать утечки тяговых токов в грунт. Однако при этих условиях в случае замыкания на землю на стороне постоянного тока величина протекающего тока ограничивается сопротивлением заземляющего устройства подстанции и сопротивлением заземления (растекания) тяговой рельсовой сети и недостаточна для отключения защиты преобразовательных агрегатов. Длительное протекание тока замыкания на землю в этом случае весьма опасно, так как ток, стекающий с контура заземления подстанции в землю, распространяется по ней и, выбирая себе наиболее удобные пути перетекания в тяговые рельсы, попадает в кабели и устройства СЦБ и связи, что обычно вызывает тяжелые их повреждения и создает опасность для обслуживающего персонала. Для того чтобы избежать этого, устраивается отдельная внутренняя заземляющая проводка. К ней присоединяются части аппаратов, металлические каркасы и другие устройства, на которые могут иметь место замыкания при повреждении изоляции на стороне постоянного тока. Эта заземляющая проводка с обоих концов присоединяется к контуру заземления подстанции через реле заземления, как показано на рис. 98. Реле заземления регулируются на ток трогания 100 *а* и через промежуточное реле воздействуют на цепи управления. При срабатывании реле заземления происходит автоматическое отключение всех преобразовательных агрегатов и быстродействующих выключателей подстанции, что обеспечивает прекращение тока при замыканиях на землю, если место замыкания расположено до быстродействующих выключателей питающих линий. Если замыкание на землю произойдет на быстродействующем выключателе питающей линии или за ним в сторону подстанции (замыкание на заземляющий контур подстанции), то в результате срабатывания

реле заземления будет обеспечено прекращение питания цепи замыкания на землю от агрегатов данной подстанции, но не устранено прохождение тока в этой цепи вследствие подпитки от соседней подстанции. Для устранения этого может быть применен специальный контактор, который при срабатывании реле заземления автоматически закорачивает шину подстанции, соединенную с тяговыми рельсами, с заземляющей проводкой подстанции, обеспечивая этим снижение сопротивления в цепи и отключение быстродействующего выключателя соседней подстанции или поста секционирования

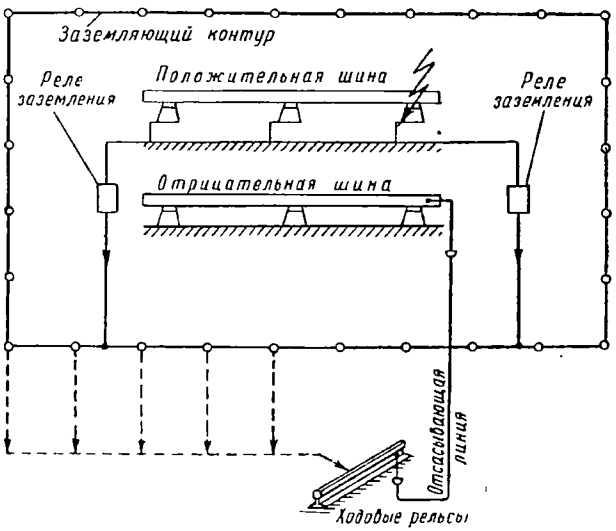


Рис. 98. Схема присоединения заземляющей магистрали к общему контуру заземления на тяговой подстанции

(предложение Дементьева). Эта задача может быть также решена автоматическим отключением при срабатывании реле заземления мачтовых выключателей питающих линий, для чего выключатели должны иметь приводы для дистанционного управления (предложение Тавадзе).

Вопросы для повторения

1. Назначение рубильников и их типы.
2. Устройство и назначение плавких предохранителей.
3. Назначение и принцип действия воздушных автоматических выключателей и магнитных пускателей.
4. Назначение и типы разъединителей.
5. Баковые выключатели, их назначение, устройство и принцип действия.
6. Малообъемные масляные выключатели и их преимущества.
7. Типы приводов высоковольтных выключателей и их назначение.

8. Назначение трансформаторов тока и напряжения, устройство, схема их включения и классы точности.

9. Назначение релейной защиты и основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты.

10. Какие применяются типы реле и их назначение.

11. Максимальная токовая мгновенная защита (отсечка) и максимально направленная защита; их схемы и область применения.

12. Дифференциальная защита и принцип ее действия.

13. Как осуществляется защита трансформаторов и электродвигателей?

14. Какие виды защит применяются для защиты синхронных генераторов и их назначение?

15. Для чего устраивают рабочие и защитные заземления?

16. Что понимается под шаговым напряжением и напряжением прикосновения?

Глава V

ТЯГОВАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Тяговая часть системы энергоснабжения, как было указано, включает тяговые подстанции и тяговую сеть. На тяговых подстанциях осуществляется преобразование электроэнергии, полученной из сетей внешнего энергоснабжения. Тяговая сеть служит для подвода электрической энергии к электроподвижному составу.

1. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Схемы, применяемое оборудование и конструкция тяговых подстанций в значительной степени определяются системой тока и напряжения, принятой для электрической тяги. В зависимости от принятых систем тока и напряжения, а также схемы питания электрической железной дороги на тяговых подстанциях используют тот или иной вид преобразователей электрической энергии, которые являются основным их оборудованием.

При системе электрической тяги постоянного тока тяговые подстанции получают питание от районных энергосистем и преобразуют электроэнергию трехфазного тока того или иного напряжения в постоянный ток.

Для этого применяются в качестве преобразовательных агрегатов ртутные выпрямители (ионные преобразователи), двигатель-генераторы и одноякорные преобразователи. На вновь строящихся тяговых подстанциях устанавливают исключительно ртутные выпрямители вследствие более высокого к. п. д., значительно меньшей стоимости и ряда других преимуществ по сравнению с двигатель-генераторами. В начальный период применения электрической тяги на наших железных дорогах на тяговых подстанциях участков устанавливались двигатель-генераторы, которые эксплуатируются и в настоящее время. Одноякорные преобразователи применялись на заграничных дорогах с напряжением в тяговой сети не более 1 500 *в*.

На дорогах однофазного и трехфазного тока промышленной частоты на тяговых подстанциях устанавливают трансформаторы, которые понижают или повышают напряжение переменного тока, получаемого из сети первичного энергоснабжения.

При электрической тяге на однофазном токе пониженной частоты ($16^2/_3$ и 25 *гц*) питание тяговых подстанций часто осуществляется по специальным линиям электропередачи от электростанций, вырабатывающих однофазный ток соответствующей частоты. На тяговых подстанциях в этом случае устанавливают трансформаторы, повышающие или понижающие напряжение до требуемой величины. Питающие электрические станции могут вырабатывать или только электрическую энергию однофазного тока пониженной частоты (специальные электрические станции для дорог однофазного тока пониженной частоты), или электроэнергию как однофазного тока пониженной частоты, так и трехфазного тока промышленной частоты для питания сетей общего пользования. С целью обмена электроэнергией между системами трехфазного тока промышленной частоты и однофазного тока пониженной частоты на электрических станциях могут устанавливаться машинные или статические (ионные) преобразователи фаз и частоты. Имеются примеры выполненных статических преобразователей частоты, которые обеспечивают преобразование трехфазного тока промышленной частоты в однофазный ток пониженной частоты и обратно.

Питание электрических железных дорог однофазного тока пониженной частоты в ряде случаев осуществляется также от трехфазных сетей нормальной частоты общего пользования. На тяговых подстанциях в этом случае устанавливают специальные машинные или статические преобразовательные агрегаты, которые преобразуют трехфазный ток промышленной частоты в однофазный ток пониженной частоты. Статические преобразователи для этих целей не вышли еще из стадии эксплуатационных испытаний.

Тяговые подстанции электрических железных дорог постоянного тока. Тяговые подстанции получают питание от высоковольтных линий напряжением 6; 10; 35 и 110 *кв*. Напряжение 6 и 10 *кв* обычно применяют в тех случаях, когда подстанции расположены вблизи от электростанций или районных понизительных подстанций. Распределительные устройства переменного тока тяговых подстанций выполняются открытого или закрытого типа. При напряжении питающих линий 110 и 35 *кв* обычно применяют распределительные устройства открытого типа, а при напряжении 6 и 10 *кв*— закрытого типа.

Питание тяговых подстанций осуществляют от двух линий электропередач и более для обеспечения надежного снабжения электроэнергией тяговой сети. В случае повреждения или ремонта одной из питающих линий питание тяговой подстанции обеспечивается оставшимися в работе линиями. С этой же целью в распределительных устройствах переменного тока в ряде случаев применяют две системы сборных шин.

Тяговые подстанции, как правило, одновременно осуществляют питание районных потребителей. Для этого на подстанциях устанавливают специальные понижающие районные трансформаторы и сооружают соответствующие распределительные устройства.

При питании тяговых подстанций напряжением 110 *кв* на них часто устанавливают мощные трехфазные трансформаторы, понижающие напряжение до 6—10 *кв*, которое используется для питания трансформаторов ртутновыпрямительных агрегатов и питания нетяговых потребителей, расположенных вблизи от подстанции (подстанции с двойной трансформацией). Это позволяет избежать применения сложных и дорогих тяговых трансформаторов на первичное напряжение 110 *кв* и уменьшить количество выключателей и разъединителей на это напряжение, устанавливаемых на подстанции при большом числе преобразовательных агрегатов (обычно 4—5), и соответственно снизить затраты на сооружение подстанций. Как правило питание районных потребителей производится напряжением 6—10 *кв*, в большинстве случаев от шин переменного тока тяговых подстанций. Могут устанавливаться трехобмоточные трансформаторы 110/35/6—10 *кв*, при этом обмотка 35 *кв* используется для питания более отдаленных нетяговых потребителей.

Схемы тяговых подстанций. В зависимости от схемы первичного энергоснабжения, количества отходящих линий и мощности трансформаторов распределительное устройство 110 *кв* выполняется с двойной системой сборных (обычно на опорных подстанциях), с одинарной секционированной системой шин или с одинарной и обходной системами шин (промежуточные подстанции). Могут быть также использованы упрощенные схемы, в частности схема мостика или отпайки от линии 110 *кв*.

В качестве примера рассмотрим принципиальную схему тяговой подстанции с двумя системами сборных шин, которая показана на рис. 99.

В данном случае питание подстанции осуществляется от двух линий электропередачи *1* напряжением 35 *кв*. К сборным шинам подстанции каждая линия подключается через разъединители *2* и *3* и масляный выключатель *4*. В зависимости от того, какой из разъединителей *3* включен, питание получает *I* или *II* система шин подстанции. Включение и отключение линий электропередачи под нагрузкой производятся масляным выключателем *4*, разъединители *2* и *3* служат только для переключения схемы при отключенном масляном выключателе.

К сборным шинам переменного тока подключены два выпрямительных агрегата, каждый из которых имеет трансформатор *5* и ртутный выпрямитель *6*. К шинам переменного тока агрегаты присоединяются через разъединители *3* и масляный выключатель *4*. В зависимости от того, какой из разъединителей *3* включен, преобразовательный агрегат может получать питание от *I* или *II* системы шин. По той же схеме к шинам подстанции присоединены и районные трансформаторы *11*. Катод ртутновыпрямительного агрегата присоединен к главной (положительной) шине распределительного устройства выпрямленного тока подстанции через быстродействующий выключатель *7* и разъединитель *8*. Включение и

отключение цепи под нагрузкой производятся только быстродействующим выключателем (последний имеет то же назначение, что и масляные выключатели в цепях переменного тока), а разъединители служат исключительно для переключения того или иного участка схемы при отключенном быстродействующем выключателе. Нулевые точки тяговых трансформаторов присоединены к обратной (отрицательной) шине.

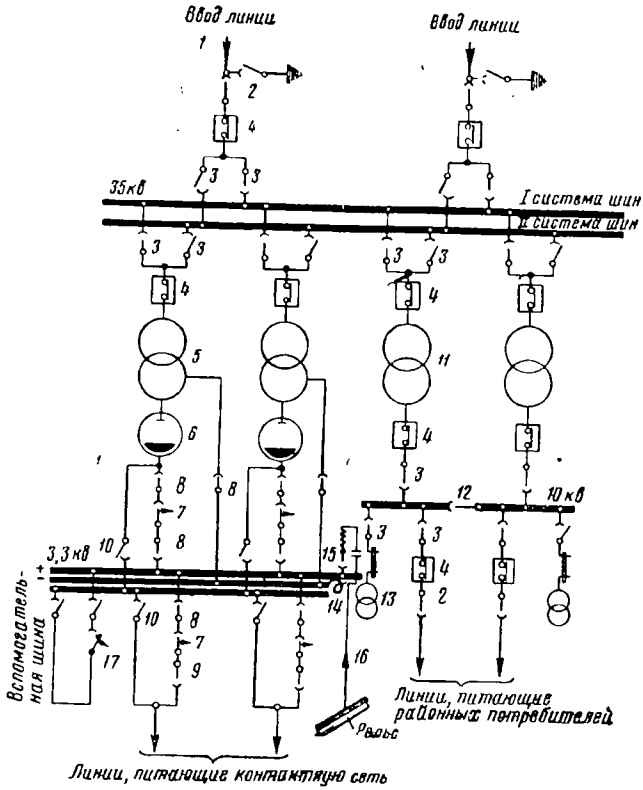


Рис. 99. Однолинейная схема тяговой подстанции электрической железной дороги постоянного тока

К главной шине распределительного устройства постоянного тока тяговой подстанции через разъединители *8* и *9* и быстродействующие выключатели *7* присоединяются линии, питающие контактную сеть. Быстродействующие выключатели служат для включения и отключения питающих линий под нагрузкой и обеспечивают автоматическое отключение питающих линий при коротких замыканиях и перегрузках. Обратная шина подстанции через реактор *14* сглаживающего устройства *15* при помощи отсасывающей линии *16* соединяется с рельсами, которые используются для от-

вода тока, потребляемого электроподвижным составом. В последнее время сглаживающий реактор обычно включают в главную положительную шину.

Ранее в ряде случаев применялась обратная полярность, т. е. главная шина, к которой присоединяются линии, питающие контактную сеть, была отрицательной, а обратная шина—положительной и присоединялась при помощи отсасывающей линии к рельсам.

Распределительное устройство выпрямленного тока имеет вспомогательную (запасную) шину, соединенную с положительной шиной через разъединители и запасный быстродействующий выключатель *17*.

Если отключить разъединитель *8* и включить разъединитель *10* одного из преобразовательных агрегатов или одной из питающих линий, то взамен быстродействующего выключателя *7* данного агрегата или питающей линии окажется включенным запасный быстродействующий выключатель *17*. Подобная замена производится в случае повреждения или ремонта того или иного быстродействующего выключателя. Таким образом, применение вспомогательной шины и запасного быстродействующего выключателя позволяет резервировать быстродействующие выключатели, установленные на питающих линиях и преобразовательных агрегатах.

На рис. 99 цифрой *13* обозначены трансформаторы, питающие собственные нужды тяговой подстанции (отопление, освещение и т. п.); цифрой *12* — разъединитель для секционирования шин собственных нужд и районных потребителей.

Для возможности замены того или иного ртутновыпрямительного агрегата, в случае его повреждения или вывода из работы для ревизии или ремонта, на подстанциях устанавливают резервные агрегаты. С этой же целью на электрифицированных участках, кроме того, применяют передвижные тяговые подстанции. Передвижные тяговые подстанции могут также устанавливаться и питать тяговую сеть в дополнительных пунктах, расположенных между стационарными подстанциями, в периоды наиболее интенсивного движения на электрифицированной линии (летний период на курортных линиях и т. п.).

На линиях, где применяется рекуперативное торможение, на подстанциях раньше устанавливались двигатель-генераторы, а теперь ионные инверторные агрегаты, которые преобразуют избыточную энергию рекуперации постоянного тока (энергия, которая не может быть использована другими поездами, находящимися на этом же участке питания) в электроэнергию переменного тока и отдают ее в первичную сеть. Вместо инверторных агрегатов на подстанциях применяются также специальные устройства, поглощающие избыточную энергию рекуперации. С этой целью устанавливают реостаты, которые автоматически подключаются на периоды, когда рекуперируемая энергия не может быть использована другими поездами и ее поглощение должно происходить в реостате.

Преобразовательные агрегаты. Как было указано, в качестве преобразовательных агрегатов на тяговых подстанциях используют в настоящее время исключительно ртутные выпрямители.

В Советском Союзе первые стеклянные ртутные выпрямители были изготовлены в 1921 г. проф. В. П. Вологдиным, а первый металлический ртутный выпрямитель построен под руководством В. К. Крапивина в 1924 г. После этого было организовано производство металлических ртутных выпрямителей, которые получили широкое применение на трамвайных тяговых подстанциях. Первый ртутный выпрямитель на напряжение 1 650 *в* и ток 600 *а* (типа РВ-16) был изготовлен и установлен на подстанции электрифицированного пригородного участка Северной дороги в 1931 г. В 1934 г. на одной из тяговых подстанций был установлен первый металлический ртутный выпрямитель типа РВ-20/30 на напряжение 3 300 *в* и ток 600 *а*.

Принцип действия ртутного выпрямителя основан на вентильном свойстве дуги, горящей в вакууме между двумя электродами, одним из которых является ртутный катод.

Ртутный выпрямитель представляет собой сосуд с расположенным в нижней части ртутным катодом, а в верхней — одними или несколькими анодами из графита или стали. Из корпуса ртутного выпрямителя откачан воздух и в нем поддерживается разрежение в пределах от 0,1 до 2—3 *мк* (1 *мк* равен 0,001 *мм рт. ст.*). При этих условиях корпус ртутного выпрямителя оказывается заполненным насыщенным ртутным паром.

Благодаря наличию специального устройства, называемого системой зажигания, на поверхности ртути катода образуется катодное пятно, температура которого равна около 200°С. С поверхности этого пятна происходит интенсивное выделение (эмиссия) электронов, имеющих отрицательный заряд. Если потенциал анода выше потенциала катода, то электроны под действием электрического поля устремляются к аноду. Электроны, двигаясь к аноду, сталкиваются с молекулами паров ртути и вырывают из атомов ртути электроны. В пространстве между анодом и катодом в результате таких столкновений образуются новые электроны и атомы ртути, имеющие положительный заряд (ионы). Под действием электрического поля ионы двигаются к катоду, т. е. в сторону, обратную электронам. Таким образом, почти все пространство между катодом и анодом оказывается заполненным ионизированным газом, который называется п л а з м о й. Величина тока в цепи ртутного выпрямителя определяется количеством электронов, принимаемых анодом. Положительно заряженные ионы, устремляясь к катоду и ударяясь о него, поддерживают катодное пятно.

Если потенциал анода становится ниже потенциала катода, то электроны, вылетевшие с поверхности катодного пятна, не устремляются к аноду, а, наоборот, отталкиваются от него. При этих условиях ток, протекающий через ртутный выпрямитель, нич-

тожен по величине и практически не зависит от величины напряжения, приложенного между анодом и катодом.

Благодаря этому при нормальных условиях ртутный выпрямитель обладает вентильными свойствами, т. е. пропускает ток только в одном определенном направлении — от анода к катоду.

Падение напряжения в дуге, горящей в ртутном выпрямителе, колеблется в пределах от 15 до 30 *в* и зависит от конструкции выпрямителя и ряда других факторов. Величина падения напряжения в дуге ртутного выпрямителя определяет его к. п. д. Кривые падения напряжения в дуге в зависимости от нагрузки для ртутных выпрямителей отечественного производства показаны на рис. 100.

В процессе работы выпрямителя ртуть, испаряющаяся с поверхности катода, конденсируется в корпусе выпрямителя и стекает обратно в катод. Ртуть не вступает в химические соединения со сталью, графитом и другими материалами, применяемыми при изготовлении ртутных выпрямителей. Поэтому при нормальных условиях работы ртутных выпрямителей их детали не подвергаются износу.

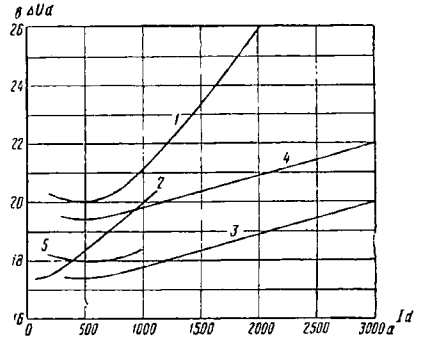


Рис. 100. Кривые падения напряжения в дуге ртутного выпрямителя в зависимости от нагрузки:

1 — выпрямители РВ-20; *2* — выпрямители РМНВ-500 и РМНВ-1000; *3* — выпрямители РМНВ-500×6 с одной сеткой; *4* — то же с двумя сетками; *5* — игнитронный выпрямитель (шесть вентилей И-100/5000)

Чтобы обеспечить нормальную работу выпрямителя, температура его элементов должна поддерживаться в определенных пределах. В процессе работы в выпрямителе теряется энергия, равная произведению падения напряжения в дуге на протекающий ток. Эта потеря энергии в ртутном выпрямителе вызывает его нагрев. Поэтому ртутные выпрямители снабжаются устройствами охлаждения, что позволяет регулировать количество отводимого от выпрямителя тепла в зависимости от нагрузки.

При наличии на аноде определенного положительного потенциала для образования дуги между ним и катодом достаточно самой незначительной ионизации газа, которая может быть создана постоянно горящей дугой между специальными анодами возбуждения и катодом выпрямителя. Зажигание этой дуги вначале производится искрой, которая образуется при подъеме иглы, предварительно погруженной в ртуть катода (выпрямители типа РВ-20), или при разрыве струи ртути, создаваемой специальным устройством и замыкающей катод с анодом зажигания (выпрямители типа РМНВ-500). Дуга, горящая между анодами возбуждения и катодом, постоянно поддерживает катодное пятно, которое обес-

печивает зажигание дуги между главным анодом и катодом в соответствующие моменты времени.

Имеются конструкции выпрямителей, в которых отсутствует постоянно горящая дуга возбуждения. В этом случае зажигание дуги между анодом и катодом производится специальным поджигателем, представляющим собой стерженек из полупроводника (например из карборунда), погруженный одним концом в ртуть катода. Для зажигания дуги на поджигатель подают импульс напряжения, который вызывает небольшую искру в месте соприкосновения поджигателя с ртутью. Эта искра сейчас же приводит к развитию катодного пятна и возникновению дуги между анодом и катодом. Ртутные выпрямители подобного типа называют игнитронами.

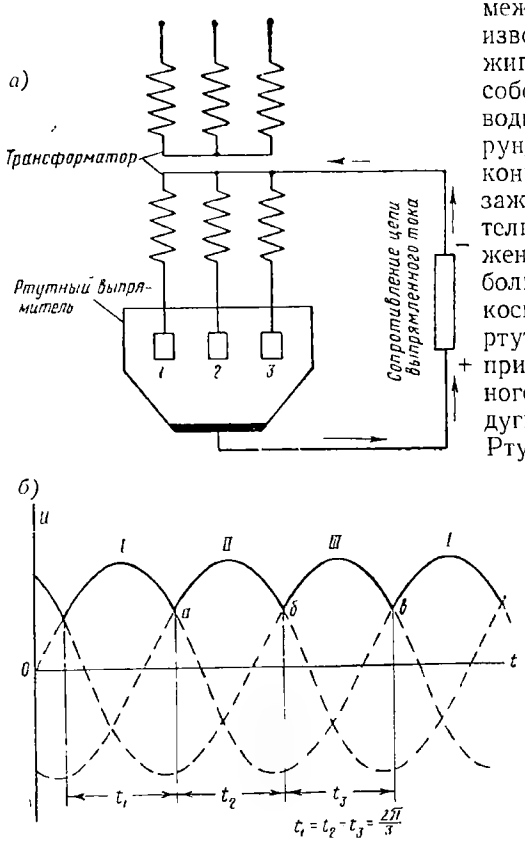


Рис. 101. Схема включения и кривые напряжения для ртутного выпрямителя при трехфазном выпрямлении

Если выпрямитель имеет несколько анодов, то дуга будет гореть между катодом и тем анодом, который имеет более высокий положительный потенциал. При изменении потенциалов отдельных анодов дуга будет гореть между катодами и тем анодом, потенциал которого в данный момент является наибольшим, переходя, следовательно, с одного анода на другой.

Таким образом, ртутный выпрямитель работает как коммутационный аппарат, безынерционно подключающий к потребителю в определенной последовательности соответствующие фазы трансформатора на определенные промежутки времени.

В качестве примера рассмотрим ртутный выпрямитель, который имеет три анода, подключенных к обмоткам трехфазного трансформатора. Схема такой выпрямительной установки показана на рис. 101, *а*. На рис. 101, *б* пунктиром показаны синусоидальные кривые изменения напряжения в цепи каждого из трех анодов

ртутного выпрямителя, сдвинутые относительно друг друга на 120°. В течение времени t_1 наиболее высокий положительный потенциал по отношению к катоду имеет анод *I*. Поэтому дуга в течение интервала времени t_1 будет гореть между этим анодом и катодом. После точки *а* потенциал анода *I* становится меньше потенциала анода *II*, в результате чего происходит погасание анода *I* и зажигание анода *II* и т. д. Напряжение в цепи выпрямленного тока является пульсирующим и изменяется по кривой, которая показана сплошной линией на рис. 101, *б*.

Пульсации напряжения вызывают пульсации тока в цепи, присоединенной к ртутному выпрямителю. Если такой выпрямитель будет питать тяговую сеть, то пульсации напряжения и тока вызовут значительное мешающее действие на устройства связи и могут привести к нарушениям коммутации тяговых двигателей и вспомогательных машин электроподвижного состава. Чтобы избежать этого, применяют шести- и даже двенадцатифазное выпрямление и на тяговых подстанциях устанавливают специальные сглаживающие устройства, которые более подробно описаны ниже. В настоящее время на тяговых подстанциях наших дорог применяют ртутновыпрямительные агрегаты, которые дают кривую напряжения, соответствующую шестифазному выпрямлению.

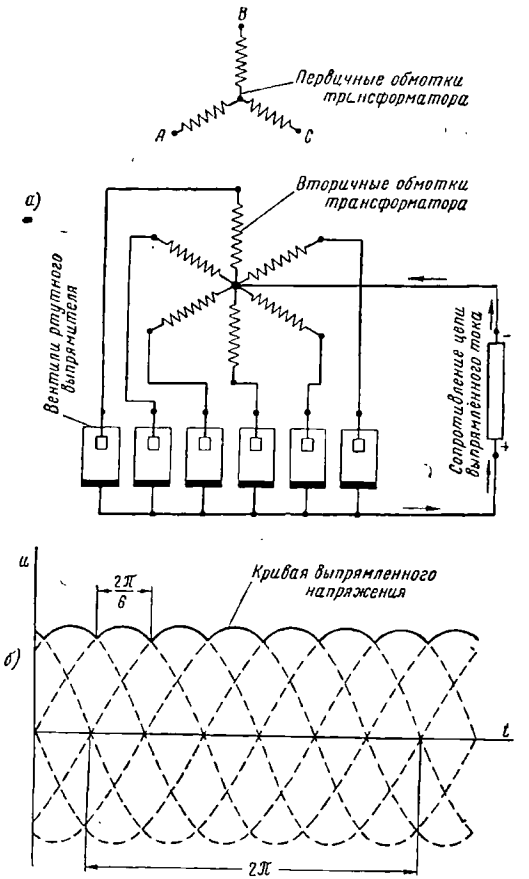


Рис. 102. Схема включения и кривые напряжения для ртутного выпрямителя при шестифазном выпрямлении (схема трансформатора «звезда—шестифазная звезда»)

Шестифазное выпрямленное напряжение могло бы быть получено применением тяговых трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда — шестифазная звезда». Принципиальная схема

такого выпрямительного агрегата показана на рис. 102, *а*, а кривая выпрямленного напряжения — на рис. 102, *б* сплошной линией.

Однако эта схема обладает существенным недостатком, так как в каждый момент времени происходит горение только одного анода и весь ток нагрузки ртутного выпрямителя в течение $^1/_6$ периода $(\frac{2\pi}{6})$ будет протекать через ветвь обмотки трансформа-

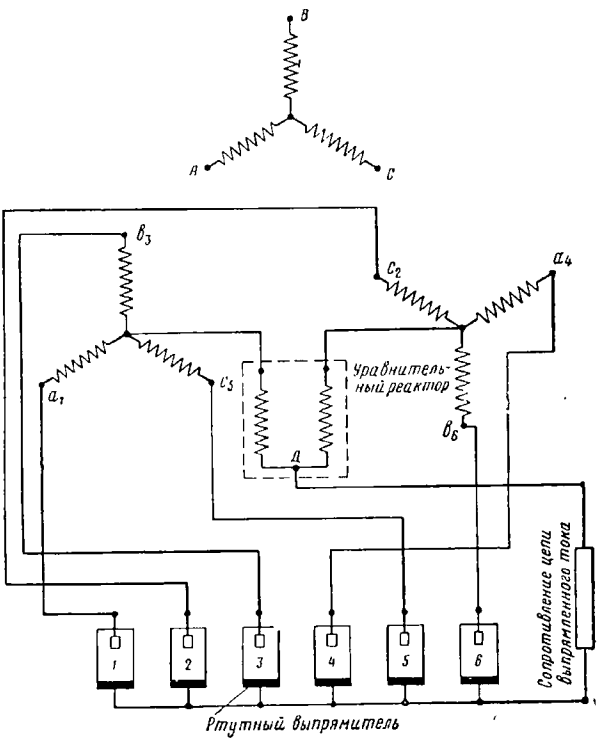


Рис. 103. Схема включения ртутного выпрямителя при вторичных обмотках трансформатора, соединенных в две обратные звезды, и уравнительном реакторе

тора, которая соединена с этим анодом. Остальные $^5/_6$ периода эта ветвь обмотки не работает. При таких условиях получается весьма неравномерная загрузка отдельных фаз трансформатора и в связи с этим увеличивается эффективное значение тока, протекающего через вторичные его обмотки. Кроме того, в трансформаторе возникает магнитный поток тройной частоты, который выходит из ярма и замыкается через кожух. В результате недопустимо усиливается нагрев трансформатора, ухудшается его использование и увеличиваются потери напряжения, т. е. получается более круто падающая характеристика ртутновыпрямительного агрегата. Поэ-

тому схему тягового трансформатора «звезда — шестифазная звезда» на практике обычно не применяют.

Широкое использование на тяговых подстанциях наших дорог получила схема, показанная на рис. 103. Обмотки тягового трансформатора соединены в этом случае по схеме «звезда — две обратные звезды», т. е. обмотки первичного напряжения соединены в звезду, а обмотки вторичного напряжения—в две звезды, сдвинутые друг относительно друга по фазе на угол 180°. Нулевые точки обеих звезд вторичной обмотки соединены между собой через уравнительный реактор, как показано на рис. 103.

Принцип действия данной схемы заключается в следующем. Если бы каждая из звезд вторичной обмотки трансформатора работала самостоятельно с соответствующей группой вентилей, то такая группа соответствовала трехфазному выпрямителю и ток протекал бы через анод и соединенную с ним обмотку трансформатора в течение $^1/_3$ периода. Форма выпрямленного напряжения для каждой самостоятельно работающей трехфазной группы показана на рис. 104,*а* и 104,*б*. На рис. 104,*в* эти кривые показаны совмещенными друг с другом и разность напряжения между анодами обеих групп заштрихована. Назначением уравнительного реактора является компенсация этой разности напряжений. В результате в каждый момент времени происходит одновременное горение двух анодов, один из которых принадлежит первой группе, а другой — второй группе. Таким образом, горение каждого анода выпрямительного агрегата в этом случае, как и в трехфазной схеме, происходит в течение $^1/_3$ периода. Чтобы уравновесить разность напряжений между горящими анодами обеих групп, через обмотки уравнительного реактора должен протекать уравнительный ток утроенной частоты. Последний протекает по замкнутой цепи, образуемой одновременно работающими фазами двух звезд вторичной обмотки трансформатора и обмотками уравнительного реактора, не попадая при этом во внешнюю цепь.

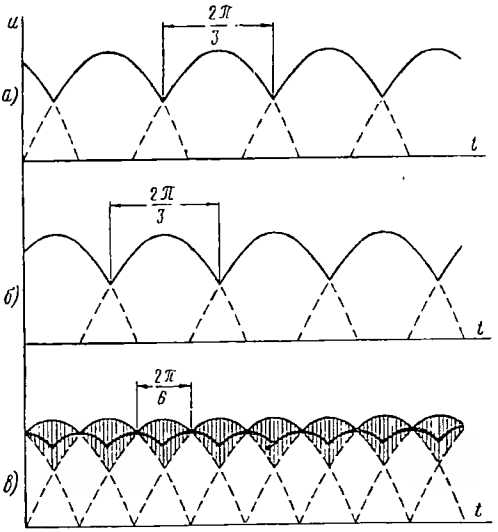


Рис. 104. Диаграммы напряжений ртутного выпрямителя при соединении вторичных обмоток трансформатора в две обратные звезды для раздельной и совместной их работы

Потенциал катода по отношению к средней точке $Д$ уравнительного реактора (см. рис. 103) показан на рис. 104, *в* жирной сплошной линией, которая делит пополам мгновенные значения разности напряжения между одновременно горящими анодами обеих групп. Эта разность напряжений воспринимается уравнительным реактором. При этих условиях кривая выпрямленного напряжения имеет пульсации шестикратной периодичности.

Следовательно, схема, показанная на рис. 103, позволяет обеспечить горение анодов в течение $^1/_3$ периода, т. е. достигнуть более равномерной загрузки ветвей вторичной обмотки трансформатора и одновременно получить форму кривой выпрямленного напряжения, соответствующую шестифазному выпрямлению.

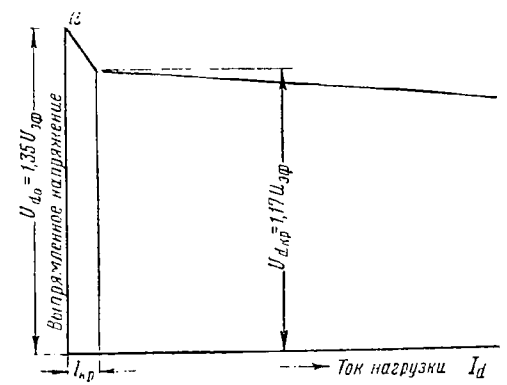


Рис. 105. Внешняя характеристика ртутного выпрямителя

При снижении нагрузки ртутного выпрямителя снижается ток, протекающий через его аноды, и при некотором значении этого тока $I_{кр}$ накладывающийся на него уравнительный ток тройной частоты уже не может протекать из-за вентильного действия дуги. В этом случае параллельная работа анодов обеих групп становится невозможной. При токе нагрузки, равном $I_{кр}$, напряжение в цепи выпрямленного тока $U_{dкр} = 1{,}17U_{эф}$, где $U_{эф}$ — величина эффективного фазового напряжения вторичной обмотки трансформатора. При уменьшении тока нагрузки ниже $I_{кр}$ величина выпрямленного напряжения начинает резко возрастать, стремясь к значению $U_{d0} = 1{,}35\,U_{эф}$, т. е. выпрямитель начинает работать как шестифазный при длительности горения каждого анода $^1/_6$ вместо $^1/_3$ периода. Выпрямленное напряжение в этом случае определяется верхней кривой рис. 104, *в*. Таким образом, внешняя характеристика ртутного выпрямителя (зависимость величины выпрямленного напряжения от тока нагрузки выпрямителя) для рассматриваемого случая может быть представлена ломаной линией, которая показана на рис. 105.

Такое резкое увеличение выпрямленного напряжения при малых нагрузках может стать опасным для изоляции оборудования электроподвижного состава. Чтобы избежать увеличения выпрямленного напряжения при малых токах нагрузки, ранее на подстанциях устанавливали балластные сопротивления, которые при отсутствии нагрузок в тяговой сети поддерживали протекание тока через ртут-

ные выпрямители. Величина этого тока составляла примерно 1% номинального тока нагрузки выпрямителя. Это вызывало дополнительные потери электроэнергии, составлявшие 400—500 *квт.ч* в сутки на каждый ртутный выпрямитель. Указанные дополнительные потери электроэнергии можно снизить, применяя специальное устройство, автоматически подключающее к шинам тяговой подстанции балластное сопротивление, когда нагрузка на ртутные выпрямители становится меньше определенной величины, и автоматически отключающее его, когда нагрузка снова возрастает.

Наиболее совершенным способом устранения опасного повышения выпрямленного напряжения при малых нагрузках является применение утроителей частоты. Утроитель частоты представляет собой специальный трансформатор, который подсоединяется к обмоткам уравнительного реактора и питает их током тройной частоты, величина которого не зависит от нагрузки выпрямителя. Мощность, потребляемая утроителем частоты, составляет около 1 *квт*, в то время как балластное сопротивление потребляет до 20 *квт* при выпрямленном напряжении 3 300 *в*.

Значительные преимущества имеют мостовые и каскадные схемы включения вентилей ртутновыпрямительных агрегатов, которые начинают применяться на тяговых подстанциях дорог постоянного тока.

На рис. 106 показана трехфазная мостовая схема (Ларионова), при которой периодичность пульсаций выпрямленного напряжения соответствует схеме шестифазного выпрямления. При использовании такой схемы значительно упрощается устройство тяговых трансформаторов, отпадает необходимость в применении уравнительных реакторов и утроителей частоты, имеется возможность значительно увеличить мощность выпрямительных агрегатов. Это позволяет отказаться от применения на подстанциях двойной трансформации, значительно упростить последние и соответственно снизить их стоимость. При мостовой схеме повышается надежность работы выпрямительного агрегата и, как показали расчеты, к. п. д. получается не ниже, а практически даже несколько выше, чем у агрегатов, собранных по схеме с уравнительным реактором.

Кроме того, при мостовой схеме значительно легче может быть осуществлена двенадцатифазная схема выпрямления.

Указанные преимущества выпрямительных агрегатов, собранных по мостовой схеме, дают основания полагать, что они в ближайшие годы получат широкое применение на тяговых подстанциях.

Смогут найти применение также схемы с каскадным включением вентилей, при которых снижается обратное напряжение, приходящееся на каждый из них, что позволяет значительно повысить надежность работы выпрямительных агрегатов в результате резкого снижения количества обратных зажиганий.

При работе ртутных выпрямителей возникают высшие гармонические составляющие (гармоники) в кривой токов, протекающих в устройствах первичного энергоснабжения. Гармоники тока вызывают дополнительные потери в этих устройствах, а при большом проценте нагрузки, потребляемой из энергосистемы ртутновыпрямительными установками, могут приводить к нарушению работы ее элементов. Содержание гармоник в первичной сети снижается с увеличением числа фаз выпрямителя. Это может быть достигнуто применением двенадцатифазных выпрямителей (вместо шестифазных) или шестифазных выпрямителей, имеющих соединение первичных обмоток тяговых трансформаторов в звезду и треугольник на смежных подстанциях (условная двенадцатифазная схема). Применение указанного мероприятия особенно важно, если электрифицированная линия питается от энергосистемы сравнительно небольшой мощности.

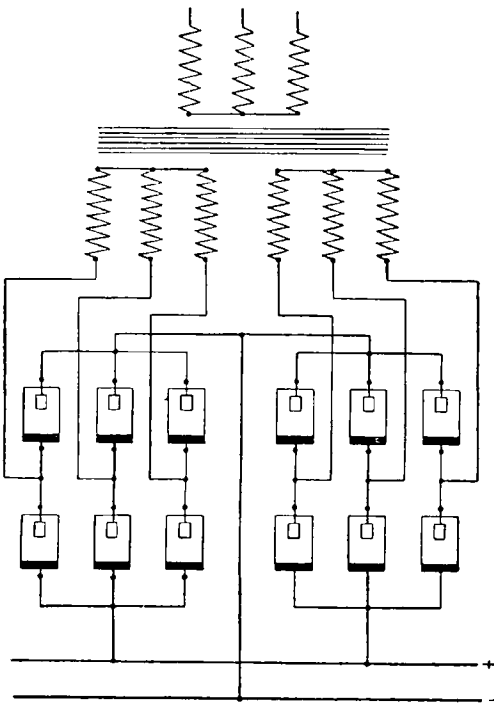


Рис. 106. Трехфазная мостовая схема включения вентилей выпрямительного агрегата, соответствующая по периодичности пульсации выпрямленного напряжения шестифазной схеме выпрямления

В мощных выпрямительных установках к одной ветви вторичной обмотки трансформатора иногда присоединяется по два анода. В этом случае для обеспечения равномерного распределения нагрузки между двумя параллельно соединенными анодами их включают через анодные делители. Каждый анодный делитель представляет собой реактор со стальным сердечником, на котором размещены две обмотки. Обмотки соединены навстречу друг другу и при равенстве токов, протекающих через них, магнитный поток в сердечнике анодного делителя равен нулю. Если равенство токов нарушается, то в сердечнике возникает магнитный поток, который индуктирует в обмотках дополнительное напряжение переменного тока. Это дополнительное напряжение снижает напряжение,

подаваемое на более загруженный анод, и увеличивает напряжение на менее загруженном аноде. В результате распределение нагрузки между параллельно включенными анодами уравнивается.

Все более широкое применение на тяговых подстанциях находят ртутные выпрямители с сетками. Сетки представляют собой дополнительный изолированный электрод из графита или стали, который располагается между анодом и катодом ртутного выпрямителя. На сетку подается постоянный отрицательный потенциал по отношению к катоду. Если дуга возникла между анодом и катодом, то сетка уже не может воздействовать на протекание дугового процесса. В случае, когда дуга между анодом и катодом не горит и среда деионизирована, отрицательно заряженная сетка препятствует зажиганию анода. Для того чтобы вызвать зажигание анода, потенциал которого является положительным по отношению к катоду, необходимо снять отрицательный потенциал с сетки. Это достигается подачей на сетку положительного импульса.

Подача отпирающих положительных импульсов производится на сетку каждого анода в определенный момент каждого периода.

Чем больше угол сдвига между моментом нормального (без сетки) зажигания анода и моментом подачи отпирающего импульса, тем позже зажигается анод и тем меньше становится величина выпрямленного напряжения. Таким образом, при помощи сеток можно осуществлять регулирование величины выпрямленного напряжения. Однако при этом уменьшается коэффициент мощности выпрямительной установки и увеличивается содержание гармоник. Поэтому на практике обычно применяют регулирование напряжения сетками не более чем на 10% номинального напряжения, что соответствует углу сдвига положительного импульса 26°.

Применение сеток обеспечивает более четкое зажигание анодов и ускоряет деионизацию паров ртути в пространстве около анода.

При определенных условиях на одном из анодов ртутного выпрямителя может возникнуть катодное пятно. В этом случае ртутный выпрямитель теряет свои вентильные свойства, что является для выпрямителя аварийным режимом и называется обратным зажиганием.

Если при обратном зажигании на одном из анодов прекратить подачу положительных импульсов, подаваемых на сетки анодов ртутного выпрямителя, оставив при этом на них отрицательный потенциал, то остальные аноды, вступившие в режим короткого замыкания с анодом, на котором произошло обратное зажигание, будут гореть только в течение той части периода, пока их потенциал будет выше потенциала анода, на котором произошло обратное зажигание. На этом принципе основана работа сеточной защиты от обратных зажиганий. Прекращение при обратном зажигании подачи положительных импульсов осуществляется специальным быстродействующим реле (РАБ).

Управляющие сетки дают возможность превратить выпрямитель в инвертор, т. е. преобразователь постоянного тока в пере-

менный. Необходимость в таких агрегатах возникает при применении рекуперативного торможения.

Рассмотрим принцип действия инверторной установки. При сквозной рекуперации электрической энергии направление тока на

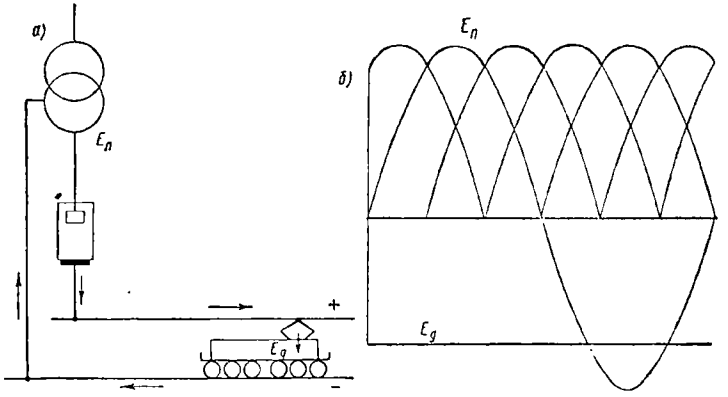


Рис. 107. Принципиальная схема и электродвижущие силы в цепи выпрямителя

подстанции должно меняться на обратное по сравнению с режимом, когда подстанция отдает энергию в тяговую сеть. В то же время ртутный выпрямитель может пропускать ток только в одном

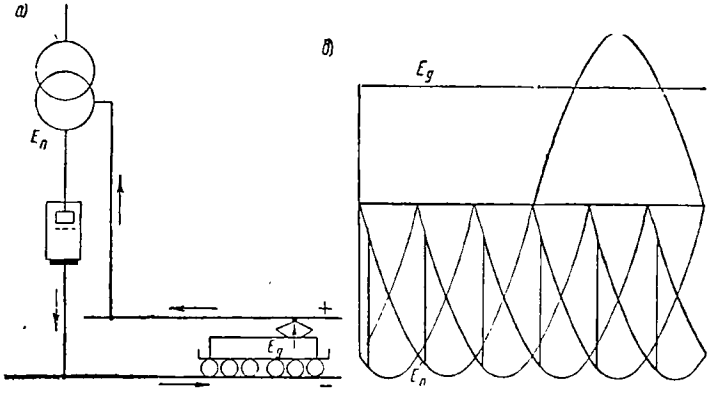


Рис. 108. Принципиальная схема и электродвижущие силы в цепи инвертора

определенном направлении — от анода к катоду. Поэтому для перевода агрегата в инверторный режим необходимо переключить его полярность. Например, если при выпрямительном режиме средняя точка трансформатора агрегата была присоединена к рельсам, а катод — к контактной сети (рис. 107, *а*), то при инверторном

режиме средняя точка трансформатора должна быть присоединена к контактной сети, а катод — к рельсам (рис. 108,*а*).

Как при выпрямительном, так и при инверторном режиме в цепь протекающего тока включены два элемента — ионный преобразователь и электрическая машина (в данном случае тяговые двигатели электровоза), каждый из которых создает свою э. д. с. Одна из них является активной, т. е. создает ток в цепи, а другая ограничивает его, т. е. играет пассивную роль.

При выпрямительном режиме активной является э.д.с. $E_п$ ионного преобразователя, а пассивной — противоэлектродвижущая сила $E_д$, создаваемая тяговыми двигателями электровоза (см. рис. 107, *б*). Среднее значение $E_п$ должно быть больше, чем $E_д$. Разность $E_п - E_д$ равна потере напряжения в цепи выпрямленного тока. При увеличении тока нагрузки возрастает разность $E_п - E_д$.

При инверторном режиме активной уже становится э.д.с. $E_д$, создаваемая тяговыми электродвигателями, а пассивной — э.д.с. преобразователя $E_п$, как показано на рис. 108,*б*. Направление тока, протекающего через тяговые двигатели, при рекуперации изменяется на обратное, в связи с этим изменяется полярность на их зажимах при сохранении той же полярности в контактной сети.

Аноды инвертора при помощи сеток отпираются только при отрицательных значениях фазовых напряжений, а при положительных значениях этих напряжений должны быть заперты. Отрицательные фазовые напряжения в совокупности образуют противо-э.д.с. инвертора $E_п$, которая ограничивает ток, создаваемый в цепи э.д.с. тяговых двигателей $E_д$.

Среднее значение $E_п$ должно быть меньше $E_д$, а разность между ними расходуется на покрытие потерь напряжения в цепи инвертируемого тока.

По условиям коммутации тока с одного анода инвертора на другой невозможно полностью использовать отрицательные максимумы фазовых напряжений. Поэтому для создания достаточной по величине противо-э. д. с. инвертора необходимо иметь бóльшие фазовые напряжения, чем это имеет место в выпрямительных агрегатах.

Возможны различные схемы инверторных агрегатов, при этом они могут быть выполнены таким образом, чтобы обеспечивалась их работа как в инверторном, так и в выпрямительном режиме. Такие агрегаты имеют специальные устройства, автоматически переключающие схему с инверторного на выпрямительный режим и обратно, в зависимости от условий работы тяговой подстанции. Принципиальная схема подобного преобразовательного агрегата показана на рис. 109. Переключение схемы с инверторного на выпрямительный режим и обратно осуществляется при помощи переключателей $П_1$ и $П$, при этом их положение, соответствующее выпрямительному режиму, обозначено буквой *в*, а инверторному — буквой *и*. При помощи переключателя $П_1$ изменяется коэффициент трансформации и обеспечивается этим увеличение анодного напряжения при инверторном режиме. Переключатель $П$ служит для

изменения полярности подключения агрегата к шинам подстанции. При инверторном режиме в цепь выпрямленного тока вводится дополнительный реактор. При переключении переключателей $П_1$ и $П$ одновременно изменяется схема сеточного управления таким образом, чтобы аноды в случае инверторного режима отпирались при отрицательных фазовых напряжениях.

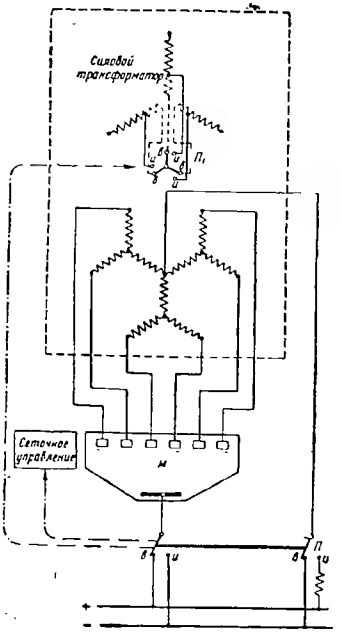


Рис. 109. Принципиальная схема выпрямительно-инверторного агрегата

Ртутные выпрямители могут быть различных типов в зависимости от их конструкции.

Ртутный выпрямитель может иметь один корпус, в котором размещены все аноды и один общий катод. Такие выпрямители называются *многоанодными*. Если выпрямитель собран из одноанодных вентилей, которые смонтированы на общей раме, то он называется *одноанодным*. В этом случае каждый вентиль имеет анод, катод и свои устройства зажигания и возбуждения.

Описанный принцип работы выпрямителя не зависит от того, состоит он из нескольких одноанодных вентилей или все его аноды расположены в общем корпусе.

При одноанодных выпрямителях: а) обеспечивается большая простота изготовления вследствие значительно меньших размеров вакуумных корпусов отдельных вентилей; б) облегчается ремонт выпрямителя, так как имеется возможность производить замену и ремонт только одного неисправного вентиля; в) уменьшаются размеры машинного зала подстанции; г) упрощаются приспособления, которые необходимо иметь на подстанции для транспортировки, разборки и ремонта выпрямителя, и д) может быть обеспечено меньшее падение напряжения в дуге вследствие меньшего расстояния между анодом и катодом. Кроме того, отсутствие влияния дуг соседних горящих анодов на работающий анод делает одноанодный выпрямитель более устойчивым против обратных зажиганий.

Вследствие указанных выше преимуществ одноанодных выпрямителей в последний период времени они получили преимущественное применение на тяговых подстанциях.

К недостаткам одноанодных выпрямителей следует отнести более сложную систему зажигания, более высокий расход электроэнергии на собственные нужды выпрямителя и более сложную систему охлаждения и вакуумную систему.

Корпус ртутного выпрямителя может быть металлическим (стальным), стеклянно-металлическим или стеклянным. На тяговых подстанциях в основном применяются металлические выпрямители. Некоторое применение получили одноанодные стеклянно-металлические игнитроны.

Для создания и поддержания в процессе эксплуатации вакуума в корпусе ртутного выпрямителя последний имеет систему откачки, которая включает в себя насос предварительного разрежения, резервуар предварительного разрежения и ртутный диффузионный насос. Ртутные выпрямители можно также выполнять безнасосными (запаянными). В этом случае в процессе изготовления ртутного выпрямителя производится его откачка и формовка, после чего корпус выпрямителя наглухо запаивают.

Применяются также полубезнасосные выпрямители, которые имеют самоохлаждающийся вакуумный насос и резервуар предварительного разрежения, при этом откачка из резервуара производится раз в несколько лет.

Ртутные выпрямители могут иметь водяное или воздушное охлаждение.

В настоящее время на тяговых подстанциях в основном применяются насосные выпрямители с водяным охлаждением. В табл. 8 приведены основные данные ртутновыпрямительных агрегатов, которые наиболее широко применяются на тяговых подстанциях наших железных дорог.

Таблица 8

Основные данные ртутновыпрямительных агрегатов

Тип выпрямителя	Величина выпрямленного напряжения при номинальной нагрузке в *в*	Номинальный ток в *а*	Класс перегрузки по ГОСТу	Мощность в *квт*	Тип тягового трансформатора
РВ-20/16	1 650	606	III	1 000	ТМР-1800
РВ-20/30	3 300	606	III	2 000	ТМР-3200
РМНВ-500×6	1 650	1 000	III	1 650	ТМР-3200/35
РМНВ-500×6	3 300	500	III	1 650	ТМР-3200/35
РМНВ-500×6	3 300	750	III	2 475	ТМР-5600/35 ТМРУ-6200/35
РМНВ-750×6м	3 300	1 125	II	3 712	ТМРУ-6200/35

Выпрямители типа РВ (ртутный выпрямитель) выпускались промышленностью до 1941 г. В обозначении типа выпрямителей числитель указывает величину номинального тока в сотнях ампер при напряжении 600 *в*, а знаменатель—допускаемое рабочее напряжение в сотнях вольт.

В настоящее время промышленность выпускает одноанодные ртутные выпрямители типа РМНВ, что означает: ртутный выпрямитель, металлический, насосный, с водяным охлаждением. Цифры,

стоящие после буквенного обозначения, указывают допустимый ток на один вентиль при напряжении 600 *в*, а последняя цифра (6) — число вентилей в выпрямителе.

Этот тип выпрямителя получил в настоящее время преимущественное применение на тяговых подстанциях и поставляется комплектно со шкафами управления, в которых смонтирована аппаратура зажигания, возбуждения и сеточного управления. Ртутный выпрямитель типа РМНВ-500 × 6 показан на рис. 110.

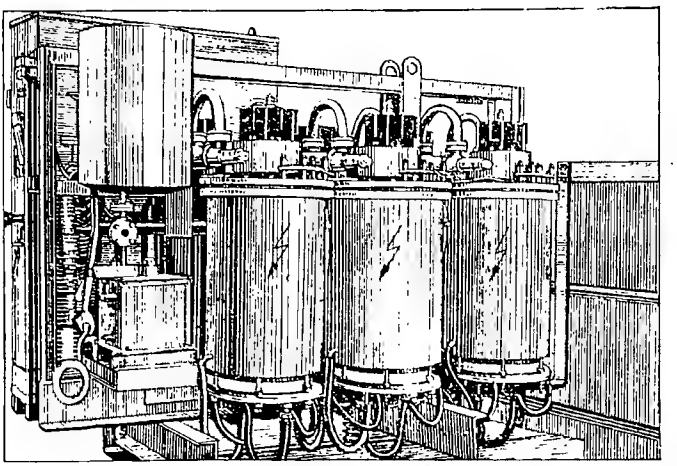


Рис. 110. Одноанодный ртутный выпрямитель типа РМНВ-500×6

Выпрямитель РМНВ-750 × 6м отличается от выпрямителя РМНВ-500 × 6м в основном улучшенной технологией изготовления и, в частности, применением специальной термовакуумной обработки деталей.

Величина номинального тока при напряжении 600 *в* соответствует максимально допустимому его значению по условиям нагрева при длительном протекании тока. Если выпрямленное напряжение выше 600 *в*, то максимально допустимая нагрузка определяется уже условиями вентильной прочности. При повышении выпрямленного напряжения повышается величина обратного напряжения на вентилях. При этих условиях приходится снижать допустимый ток нагрузки, чтобы ограничить ионизацию в межэлектродном пространстве и этим избежать нарушения вентильной прочности, т. е. обратных зажиганий.

В обозначении типа тяговых трансформаторов ТМР-3200/35 первая буква указывает число фаз (Т-трехфазный), вторая — характеризует систему охлаждения (М—естественное масляное) и третья — назначение трансформатора (Р — для ртутного выпрямителя). Цифра, стоящая после букв в числителе, определяет но-

минальную мощность в киловольт-амперах нормального силового трансформатора, магнитопровод которого используется при изготовлении трансформатора для ртутного выпрямителя. Число, стоящее в знаменателе, показывает максимальный класс напряжения в киловольтах обмотки высокого напряжения. Обмотки вторичного напряжения трансформаторов типа ТМР соединены по схеме «две обратные звезды».

Ранее тяговые трансформаторы выпускались с соединением первичной обмотки в звезду. В последнее время эти трансформаторы выпускаются с соединением первичных обмоток как в звезду, так и в треугольник. Это позволяет при установке на соседних подстанциях трансформаторов с различным соединением первичных обмоток получать условную двенадцатифазную схему выпрямления.

Трансформаторы ТМРУ-6200/35 отличаются от трансформаторов ТМР-5600/35 встроенным в бак уравнительным реактором КРОМ-350 и применением стали с меньшими магнитными потерями.

Нагрузка тяговых подстанций, а следовательно, и преобразовательных агрегатов изменяется в эксплуатации. Поэтому для правильного выбора их мощности необходимо располагать данными по перегрузочной способности преобразовательных агрегатов. В соответствии с требованиями действующего ГОСТа ртутные выпрямители и их трансформаторы должны выдерживать перегрузку по току: а) 50% в течение 2 *ч* и 200 % в течение 1 *мин* при интервале между перегрузками 3 *ч*, причем перегрузку в 200% выпрямитель должен выдерживать как после длительной нагрузки номинальным током, так и в период 50%-ной перегрузки (3-й класс перегрузки) или б) 25% — в течение 10 *мин* и 50% — в течение 1 *мин* при интервале 2 *ч* между перегрузками 25% и интервале 1 *ч* между перегрузками 50% (2-й класс перегрузки). При перегрузках второй группы соответственно повышается значение номинального тока.

В ближайшее время должен получить широкое применение ряд новых, более совершенных типов преобразовательных агрегатов. Их особенностями будут являться большая мощность и возможность регулирования величины выпрямленного напряжения под нагрузкой. Существенное значение, как уже было указано, имеет применение агрегатов, включенных по мостовой схеме.

Подобные агрегаты изготовляются одним из наших заводов и имеют два выпрямителя РМНВ-500×6, включенных по мостовой схеме. Питание выпрямителей осуществляется от одного трансформатора ТМР-11000/10, первичное напряжение которого составляет 110 *кв*. Номинальный выпрямительный ток этого агрегата равен 1500 *а*, а мощность 4 975 *квт* (при 3-м классе перегрузки по ГОСТу).

В дальнейшем заводом будут применены выпрямители РМНВ-750×6м, при этом мощность агрегата при том же трансфор-

маторе составит 7 425 *квт*, а номинальное значение выпрямленного тока — 2 250 *а* (при 2-м классе перегрузки). Схема агрегата показана на рис. 106.

Во Всесоюзном электротехническом институте под руководством Т. А. Суетина для тяговых подстанций разработан выпрямитель с металлическими игнитронными запаянными (безнасосными) вентилями, имеющими водяное охлаждение, мощностью 1 500—2 000 *квт* (ИВУ-100/15×6), который показан на рис. 111.

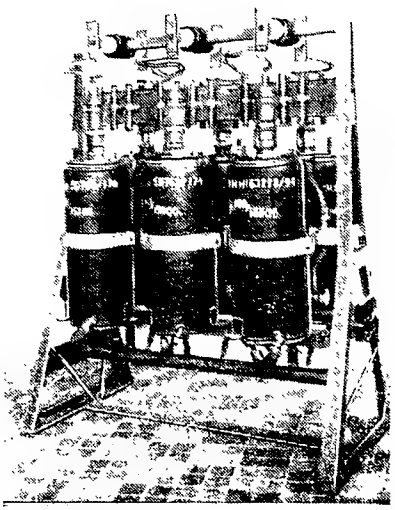


Рис. 111. Общий вид ртутного выпрямителя ИВУ-100/15×6

Проводится разработка агрегата того же типа на мощность 3 000—4 000 *квт*, а также агрегата с запаянными металлическими вентилями, имеющими воздушное охлаждение.

Применение подобных ртутновыпрямительных агрегатов на тяговых подстанциях позволяет значительно снизить затраты на их сооружение, упростить эксплуатацию и облегчить автоматизацию работы выпрямителей, так как в этом случае отпадает необходимость в специальных устройствах, осуществляющих автоматический контроль и регулирование вакуума, и упрощаются устройства автоматики системы охлаждения.

В перспективе на тяговых подстанциях дорог постоянного тока смогут быть использованы выпрямительные агрегаты с силовыми полупроводниковыми (германиевыми, кремниевыми и др.) выпрямителями.

Ранее было указано, что в начальный период электрификации наших железных дорог некоторое практическое применение на тяговых подстанциях получили двигатель-генераторы.

Двигатель-генераторы по сравнению с ртутными выпрямителями имеют значительно бо́льшие вес и стоимость, требуют большего места для своего размещения и имеют меньший к. п. д., а также требуют большего времени для пуска в работу.

Одновременно с этим двигатель-генераторы имеют и некоторые преимущества перед ртутными выпрямителями. К этим преимуществам относятся: более высокий $\cos\varphi$ и возможность его регулирования; отсутствие пульсаций напряжения постоянного тока, что позволяет при двигатель-генераторах не устанавливать на подстанциях сглаживающих устройств, и отсутствие искажения формы кривой тока и напряжения в первичной сети энергоснабжения,

которое возникает при питании подстанций с ртутными выпрямителями и может вызывать нарушения нормальной работы генераторов питающих электростанций при значительном проценте тяговой нагрузки.

Ранее к преимуществам двигатель-генераторов относили возможность сквозной рекуперации электрической энергии. В настоящее время в связи с освоением инвертирования электроэнергии на тяговых подстанциях с ртутными выпрямителями это преимущество двигатель-генераторов, естественно, отпадает.

Отмеченные преимущества двигатель-генераторов не могут компенсировать указанных выше серьезных их недостатков.

Тяговые подстанции электрических железных дорог переменного тока промышленной частоты. Для питания тяговой сети на подстанциях дорог, электрифицированных на переменном токе промышленной частоты, устанавливают трансформаторы, понижающие напряжение до требуемой величины. В связи с этим конструкция и схема таких подстанций значительно проще, чем тяговых подстанций дорог постоянного тока, на которых для преобразования трехфазного тока в постоянный используются относительно сложные и дорогие ртутновыпрямительные агрегаты. Это позволяет при электрификации железных дорог на переменном токе промышленной частоты практиковать совмещение тяговых и районных подстанций, т. е. питание тяговой сети осуществлять от специальных трансформаторов, установленных на районных подстанциях. Совмещение тяговых и районных подстанций возможно особенно широко применять при развитой сети первичного энергоснабжения, что позволяет в таких случаях значительно снизить затраты на устройства тягового энергоснабжения.

Расстояние между тяговыми подстанциями на электрических дорогах переменного тока значительно больше, чем при электрической тяге на постоянном токе (в 2,5—3,0 раза). Поэтому установленная мощность на тяговых подстанциях при электрической тяге на переменном токе соответственно больше. В связи с этим их питание осуществляется обычно от линий электропередачи 110 *кв* и более высокого напряжения.

Питание районных потребителей может осуществляться от третьей обмотки тяговых трансформаторов (при использовании трехобмоточных трансформаторов) или от специальных трансформаторов, устанавливаемых на тяговых подстанциях.

На подстанциях дорог переменного тока могут использоваться различные типы тяговых трансформаторов с разными схемами соединения их обмоток. Тип трансформатора и схема соединения его обмоток, схемы тяговой подстанции и питания контактной сети тесно связаны между собой. Выбор этих схем и типа трансформаторов определяется условиями первичного и тягового энергоснабжения, а также наличием и величиной районных нагрузок, питание которых должно осуществляться от тяговой подстанции. Существенным фактором при решении этой задачи является величина

несимметрии нагрузки, которая может быть допущена в данном случае.

Как известно из курса электротехники, несимметричная трехфазная система векторов тока или напряжения может быть представлена как сумма симметричных систем векторов прямой и обратной последовательности и векторами токов или напряжений нулевой последовательности. Токи нулевой последовательности протекают при наличии нагрузки между одной из фаз и нулевым проводом.

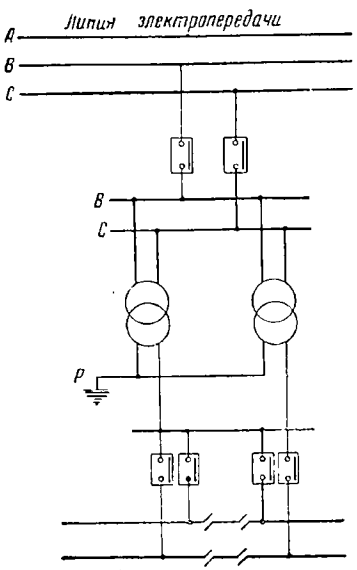


Рис. 112. Принципиальная схема тяговой подстанции с однофазными тяговыми трансформаторами

Возникающие при однофазной нагрузке токи обратной последовательности протекают через обмотки генераторов электрических станций, вызывая в них поля обратной последовательности, которые увеличивают потери в генераторе и снижают использование его мощности. Величина несимметрии нагрузки в этом случае обычно характеризуется отношением в процентах тока обратной последовательности $I_{об}$ к номинальному току генератора $I_{ном}$. Максимально допустимая величина указанного отношения зависит от типа и конструкции генератора и обычно составляет $8 \div 10\%$.

При однофазной нагрузке в результате протекания токов обратной последовательности создается несимметрия напряжений в различных точках сети, которая приводит к повышенному нагреву подключенных к ней электрических машин. Величина этой несимметрии характеризуется отношением в процентах напряжения обратной последовательности $U_{об}$ к напряжению прямой последовательности $U_{пр}$. Обычно принимают, что указанное отношение не должно превышать 5%.

На дорогах переменного тока промышленной частоты возможно использование весьма разнообразных схем тяговых подстанций, типов тяговых трансформаторов и схем соединения их обмоток. Рассмотрим несколько типичных таких схем.

На рис. 112 показана принципиальная схема наиболее простой тяговой подстанции с однофазными тяговыми трансформаторами. Подстанция присоединена к двум фазам трехфазной высоковольтной линии электропередачи. Для более равномерного распределения нагрузки между фазами трехфазной сети отдельные тяговые подстанции подключаются к различным ее фазам в циклическом

порядке. Например, если подстанция, показанная на рис. 112, получает питание от фаз *BC*, то соседние с ней подстанции получают питание соответственно от фаз *AB* и *AC*. При такой схеме исключается возможность двустороннего питания тяговой сети от соседних подстанций.

Для резервирования на подстанции установлены два однофазных тяговых трансформатора. Один конец вторичных обмоток

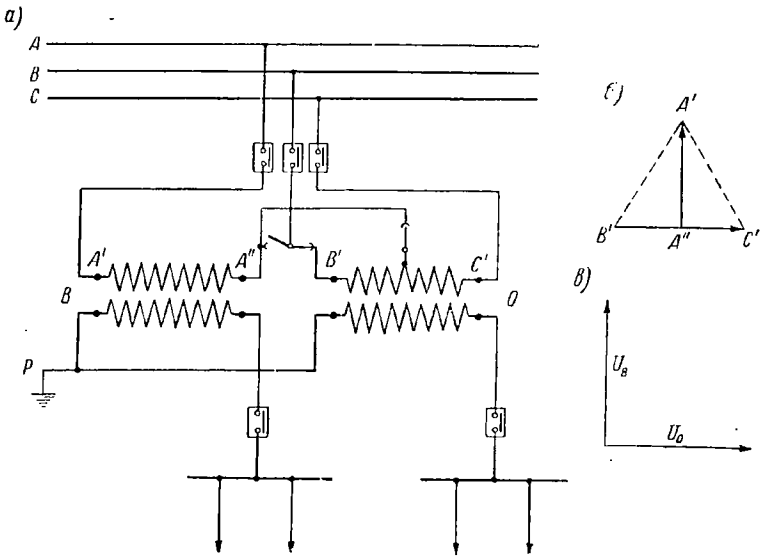


Рис. 113. Схема соединения обмоток тяговых трансформаторов при трехфазно двухфазном преобразовании

трансформаторов присоединен к тяговой шине, а другой — к рельсам. Тяговая шина соединена с контактной сетью питающими линиями, каждая из которых имеет свой высоковольтный выключатель. Так как на каждую подстанцию заведены только две фазы, то исключается возможность питания от таких подстанций трехфазных районных потребителей.

Приведенная схема тяговой подстанции с однофазными трансформаторами применена на электрифицированных линиях ряда зарубежных стран (Венгрия, ФРГ, Бельгийское Конго и некоторые тупиковые подстанции железных дорог Франции). В отдельных случаях дополнительно применяют регулировочные трансформаторы, которые подключают к вторичной обмотке тягового трансформатора, и они автоматически регулируют напряжение в зависимости от нагрузки.

При использовании однофазных трансформаторов имеется возможность обеспечить двустороннее питание контактной сети от смежных подстанций. В этом случае на каждую подстанцию заво-

дят все три фазы питающей линии и устанавливают два однофазных трансформатора, которые подсоединяют к различным фазам. Каждый из этих трансформаторов питает свое тяговое плечо.

Для снижения несимметрии нагрузки первичной сети возможно применение на тяговых подстанциях дорог однофазного тока специальных трансформаторов и схем соединения их обмоток. В качестве примера на рис. 113, *а* приведена схема трехфазно-двухфазного преобразования (схема Скотта), которая получила применение на ряде подстанций железных дорог переменного тока во Франции, а на рис. 114—принципиальная схема тяговой подстанции для этого случая.

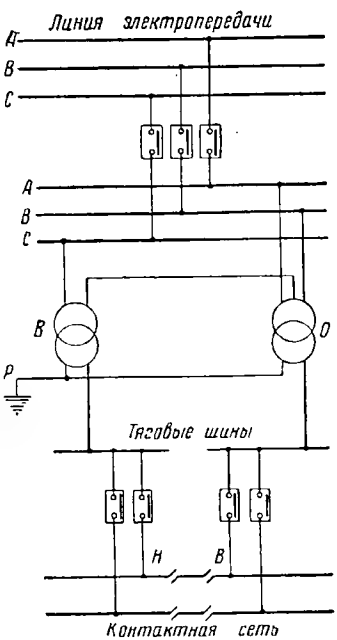


Рис. 114. Принципиальная схема подстанции при трехфазно-двухфазном преобразовании

На подстанцию заведены все три фазы питающей сети и установлены два однофазных трансформатора. Первый из них, который условно назовем «основным», подключен к двум фазам сети. Второй однофазный трансформатор, который назовем «верхним», подключен к третьей фазе и средней точке первичной обмотки основного трансформатора. Один из концов вторичных обмоток этих трансформаторов соединен с рельсами, а другой через свою тяговую шину с контактной сетью, при этом каждый трансформатор осуществляет питание своего тягового плеча. Векторная диаграмма напряжений для первичных обмоток однофазных трансформаторов показана на рис. 113,*б*, из которой видно, что эти напряжения сдвинуты друг относительно друга на угол 90°, т. е. в данном случае имеет место преобразование трехфазного тока в двухфазный. Для получения одинаковых величин напряжения на вторичных обмотках «основного» и «верхнего» трансформаторов необходимо, чтобы «верхний» трансформатор имел в $\frac{2}{\sqrt{3}}$ раз бо́льший коэффициент трансформации, чем «основной» трансформатор. На рис. 113, *в* показана векторная диаграмма напряжений на вторичных обмотках «верхнего» и «основного» трансформаторов.

При применении описанной схемы трехфазно-двухфазного преобразования осуществимо двустороннее питание контактной сети от смежных подстанций. В связи с тем что на подстанцию заведены все три фазы, имеется возможность осуществлять пита-

ние трехфазных районных потребителей от специальных трансформаторов, установленных на подстанции.

Однофазные трансформаторы, используемые в схеме трехфазно-двухфазного преобразования, имеют специальные выводы и переключающие устройства на стороне обмотки высокого напряжения, что позволяет использовать их в качестве как «основных», так и «верхних» трансформаторов. Симметричная нагрузка на первичной стороне при описанной схеме трехфазно-двухфазного преобразования, так же как и при других аналогичных схемах, обеспечивается только в том случае, если нагрузка обоих тяговых плеч одинакова. На рис. 115 показана кривая зависимости несимметрии нагрузки по току от соотношения нагрузок тяговых плеч. Практика применения трехфазно-двухфазной схемы преобразования показывает, что эффект, достигаемый в отношении снижения несимметрии нагрузки, является не столь высоким вследствие значительного изменения соотношения нагрузок тяговых плеч, особенно на линиях со сравнительно небольшими размерами движения. Одновременно при трехфазно-двухфазном преобразовании увеличиваются расход электроэнергии вследствие бо́льших потерь холостого хода и стоимость трансформаторов (стоимость каждого трансформатора трехфазно-двухфазного преобразования примерно на 5% выше стоимости обычного однофазного трансформатора). В связи с этим область применения данной схемы весьма ограничена.

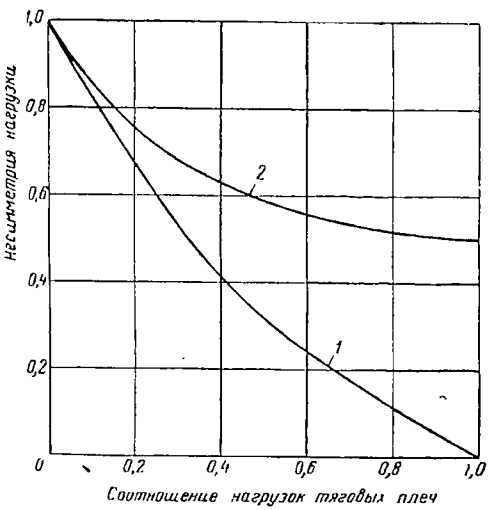


Рис. 115. Зависимость несимметрии от соотношения нагрузок тяговых плеч:
1 — схема трехфазно-двухфазного преобразования; *2* — схема с однофазными трансформаторами

На рис. 116 показана принципиальная схема тяговой подстанции с трехобмоточными трехфазными трансформаторами, от которых осуществляется питание как тяговой сети, так и районных потребителей. При этой схеме имеется возможность осуществить двустороннее питание тяговой сети при соответствующей схеме соединения тяговых обмоток трансформаторов. Тяговые обмотки трансформаторов могут быть соединены в треугольник или звезду. В последнем случае питание тяговой сети может осуществляться по схеме «фаза — нуль», т. е. нуль присоединяется к рельсам,

а фаза — к контактной сети. Наиболее целесообразной схемой в данном случае является схема соединения тяговых обмоток трансформатора в треугольник, при которой получается более пологая внешняя характеристика, т. е. при изменениях нагрузки меньше изменяется напряжение на тяговых шинах.

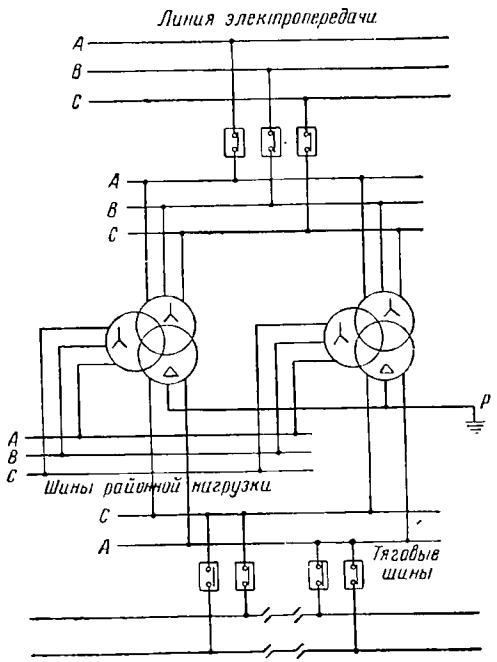


Рис. 116. Принципиальная схема тяговой подстанции при питании тяговой сети и районных потребителей от трехобмоточных трансформаторов

При соответствующих условиях питания районной нагрузки и ее величине на тяговых подстанциях могут применяться двухобмоточные трансформаторы для питания тяговой нагрузки. При больших величинах тяговой нагрузки могут быть также использованы на тяговых подстанциях группы однофазных трансформаторов.

Схема, показанная на рис. 116, применена на подстанции опытного участка Ожерелье — Павелец Московско-Курско-Донбасской дороги.

Для определения наличия короткого замыкания в контактной сети и проверки состояния ее изоляции на тяговых подстанциях часто устанавливают специальные испытательные трансформаторы, при помощи которых можно в случае необходимости постепенно поднимать напряжение в контактной сети.

На дорогах переменного тока наиболее целесообразным является применение подстанций с трехфазными трехобмоточными трансформаторами при питающем напряжении 110 *кв* и трехфазными группами однофазных трехобмоточных трансформаторов при питающем напряжении 220 *кв*.

Во всех случаях питание намечается осуществлять от линий электропередачи, имеющих две цепи, при этом подавляющее количество подстанций будут промежуточными. Опорные подстанции, т. е. такие, на шины которых заводят все питающие линии электропередачи, обычно выполняют с двумя системами шин на стороне высокого напряжения.

При питающем напряжении 110 *кв* на подстанции целесообразно иметь один трансформатор. В случае выхода его из строя питание тяговой сети временно может осуществляться от трансформаторов соседних подстанций, которые должны иметь соответствующий запас по мощности. Примерные данные тяговых трансформаторов приведены в табл. 9.

Таблица 9

Основные характеристики тяговых трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Основные данные	Тип трансформатора			
	ТДТГ-20000/110	ТДТГ-31500/110	ТДТГ-40000/110	ТДТГ-60000/110
Номинальная мощность в *ква* . . .	20 000	31 500	40 000	60 000
Номинальное напряжение в *кв*:				
а) первичной обмотки	110	110	110	110
б) районной обмотки	35	35	35	35
в) тяговой обмотки	27,5	27,5	27,5	27,5
Напряжение короткого замыкания первичной обмотки в % от номинального:				
а) при коротком замыкании на зажимах тяговой обмотки . .	10,5	10,5	10,5	10,5
б) при коротком замыкании на зажимах районной обмотки .	17,0	17,0	17,0	17,0

Эти трансформаторы имеют соединение обмоток $Y/Y/\Delta$. Если мощность подстанции превышает 60 *мгва*, то устанавливаются два трансформатора.

На подстанциях с питающим напряжением 220 *кв* можно устанавливать одну группу понизительных трансформаторов.

В ряде случаев питание районных потребителей может осуществляться непосредственно от тяговых шин подстанции. Для замены трансформаторов тяговых подстанций в случае их повреждения или ремонта применяют передвижные трансформаторы.

Значительное упрощение и удешевление подстанций может быть достигнуто за счет отказа от применения масляных выключателей на стороне 110 и 220 *кв*. В этом случае защита осуществляется короткозамыкателями, которые действуют при внутренних повреждениях трансформаторов и вызывают отключение масляных выключателей цепи линии передачи, установленных на районных или опорных тяговых подстанциях. В связи с тем что тяговые промежуточные подстанции подключены к различным цепям питающей линии в шахматном порядке, отключение одной цепи связано со снятием напряжения только на половине подстанций. После отключения цепи линии передачи на подстанции, где сработал короткозамыкатель, происходит автоматическое отключение линейного разъединителя ввода, а затем устройства автоматического повторного включения (АПВ) производят включение отключившихся масляных

выключателей, после чего восстанавливается питание остальных тяговых подстанций. Подобная схема с короткозамыкателями может быть использована и на тяговых подстанциях дорог постоянного тока.

На тяговых подстанциях дорог переменного тока на линиях, питающих тяговую сеть, применяются малообъемные масляные или воздушные быстродействующие выключатели, обеспечивающие возможность большого количества отключений между ревизиями.

Управление тяговыми подстанциями. В зависимости от способа управления тяговыми подстанциями последние делятся на подстанции с ручным управлением и автоматические.

В процессе работы тяговой подстанции необходимо систематически контролировать работу ее оборудования: производить включение и отключение выключателей питающих линий; производить операции, связанные с включением и отключением преобразовательных агрегатов, трансформаторов и т. д. На тяговых подстанциях дорог постоянного тока необходимо дополнительно осуществлять регулирование температуры и вакуума ртутных выпрямителей. Указанные операции на подстанциях с ручным управлением производятся дежурным персоналом вручную. Большинство операций, выполняемых дежурным персоналом подстанции при ручном управлении, может быть автоматизировано, т. е. осуществляться специальной аппаратурой автоматики.

В результате работ, выполненных нашими специалистами, созданы устройства, позволяющие автоматизировать все основные операции, которые производятся дежурным персоналом подстанции при ручном обслуживании. Эти устройства автоматики находят все более широкое применение на тяговых подстанциях наших электрифицированных дорог постоянного тока. Они создают возможность осуществлять непрерывный контроль и регулирование температуры и вакуума ртутных выпрямителей; автоматическое повторное включение быстродействующих выключателей питающих линий при отключении их из-за перегрузок и коротких замыканий; выполнение в определенной последовательности операций по включению и отключению ртутновыпрямительных агрегатов и т. д.

При применении устройств автоматики на тяговых подстанциях обеспечиваются более четкое управление ими и строгое соблюдение установленных рациональных режимов работы оборудования подстанций. Кроме того, при автоматическом управлении значительно сокращаются функции дежурного персонала подстанции. В результате повышается надежность работы оборудования подстанции и бесперебойность электроснабжения, а при определенных условиях оказывается возможным сократить количество дежурного персонала. Таким образом, наиболее совершенным и рациональным является автоматическое управление.

Автоматические тяговые подстанции могут быть переведены на телеуправление (дальнеуправление). В этом случае управление

всеми подстанциями, постами секционирования и наиболее важными секционными разъединителями контактной сети электрифицированного участка осуществляется из одного диспетчерского пункта. Последний связан с управляемыми объектами каналами связи. В качестве каналов связи применяются двухпроводные кабельные или воздушные линии.

В диспетчерском пункте устанавливают пульт управления, обычно имеющий мнемоническую схему управляемого участка (принципиальную схему управляемых объектов и контактной сети участка), которая имеет ключи управления разъединителями, масляными и быстродействующими выключателями и другими объектами. Пульт управления имеет соответствующие сигнальные лампы.

Для выполнения операций по включению или отключению того или иного объекта диспетчер поворачивает соответствующий ключ на пульте управления, после чего специальное устройство по каналу связи посылает определенную комбинацию чередующихся электрических импульсов различной продолжительности. Устройства дальнеуправления, установленные на управляемом объекте (на подстанции или посту секционирования), расшифровывают полученный сигнал и дают импульс на соответствующий объект. После выполнения приказа диспетчера устройства телеуправления автоматически передают на диспетчерский пункт извещение о выполнении приказа. При помощи устройств телеуправления диспетчер может контролировать состояние управляемых объектов (включен или отключен тот или иной масляный, быстродействующий выключатель, секционный разъединитель и т. д.), а также автоматически получает сигналы об изменении их состояния.

При телеуправлении обычно применяют также устройства телеизмерения (дальнеизмерения). При помощи этих устройств диспетчер может производить из диспетчерского пункта измерение основных величин, характеризующих состояние управляемых объектов (например напряжение на шинах постоянного и переменного тока подстанций, их нагрузку и т. п.).

Как было указано, применение устройств автоматики и телеуправления позволяет повысить надежность работы оборудования тяговых подстанций и бесперебойность снабжения электрической энергией подвижного состава. При телеуправлении отпадает необходимость в дежурном персонале на тяговых подстанциях, который при ручном обслуживании круглосуточно осуществляет контроль за работой оборудования подстанций и управление ими. В связи с этим при переходе на автотелеуправление снижаются эксплуатационные расходы.

При насосных ртутных выпрямителях, несмотря на принимаемые меры, воздух на подстанциях обычно содержит небольшое количество паров ртути, вредных для здоровья человека. В случае ручного обслуживания дежурный персонал подвергается опасности вредного воздействия паров ртути, что исключается на автоматических тяговых подстанциях.

Сооружение новых подстанций с применением автотелеуправления позволяет уменьшить размеры зданий тяговых подстанций и соответственно снизить их строительную стоимость.

Применение автоматического включения и отключения ртутно-выпрямительных агрегатов в зависимости от величины нагрузки позволяет обеспечить их работу в режимах, более близких к оптимальному, и этим повысить к. п. д. тяговых подстанций.

При автотелеуправлении и применении на подстанциях дорог постоянного тока ртутновыпрямительных агрегатов с безнасосными воздухоохлаждаемыми вентилями стоимость подстанций может быть значительно снижена. В связи с этим оказывается экономически выгодным размещать подстанции на более близких расстояниях друг от друга, что в свою очередь позволяет снизить сечение проводов контактной сети и уменьшить потери электроэнергии в тяговой сети.

В связи с тем что оборудование тяговых подстанций дорог переменного тока промышленной частоты значительно проще, устройства автоматики в этом случае также соответственно проще и дешевле.

Вопросы для повторения

1. Схема тяговой подстанции постоянного тока и назначение основных элементов ее оборудования.
2. Принцип действия выпрямительной установки с включением обмоток трансформатора по схеме «звезда — две обратные звезды» и уравнительным реактором. Преимущества этой схемы.
3. Для чего применяют балластные сопротивления и утроители частоты на тяговых подстанциях?
4. Что такое обратное зажигание и принцип действия сеточной защиты от обратных зажиганий?
5. Назначение и принцип действия инверторных установок.
6. Устройство одноанодных и многоанодных ртутных выпрямителей, их характеристики, преимущества и недостатки.
7. Особенности тяговых подстанций электрических железных дорог переменного тока промышленной частоты.
8. Схемы подстанций переменного тока, их преимущества и недостатки.
9. Как осуществляется управление тяговыми подстанциями?

2. ТЯГОВАЯ СЕТЬ, ЕЕ ПИТАНИЕ И СЕКЦИОНИРОВАНИЕ

Элементы тяговой сети и ее конструкция. Тяговая сеть состоит из контактной и рельсовой сети и питающих линий.

Контактная сеть выполняется в виде системы воздушных проводов (электрические железные дороги, трамвай и троллейбус) или специального контактного рельса (метрополитен, в зарубежных странах в ряде случаев электрические железные дороги напряжением до 1 500 *в*).

Воздушная контактная сеть электрических железных дорог имеет контактную подвеску, расположенную над железнодорожными путями, с которой осуществляется отбор тока токоприемни-

ками электроподвижного состава. При электрической тяге на постоянном токе вследствие недостаточно высокого напряжения требуются большие сечения проводов контактной сети. В связи с этим применяются тяжелые типы контактной подвески и во многих случаях дополнительно подвешиваются усиливающие провода. При электрической тяге на переменном токе используются легкие типы контактной подвески без усиливающих проводов. В этом случае может подвешиваться дополнительно провод третьей фазы для обеспечения возможности питания трехфазных потребителей от тяговой сети, а также в отдельных случаях провод обратного напряжения для снижения воздействия электрической тяги переменного тока на устройства проводной связи при воздушных линиях связи.

В качестве обратного провода на электрических железных дорогах, метрополитене и трамвае используют рельсы, по которым ток, потребляемый электроподвижным составом, возвращается на подстанцию. Сопротивление рельсовых нитей складывается из сопротивления самих рельсов и стыков. Сопротивление стыков зависит от степени затяжки болтов, состояния поверхности рельсов и накладок и в условиях эксплуатации может изменяться в значительных пределах. Поэтому при электрической тяге на постоянном токе в связи с большой величиной токов, протекающих в рельсовой цепи, для увеличения ее проводимости концы звеньев рельсов соединяются между собой привариваемыми к ним перемычками из медных проволок, которые называются *стыковыми электрическими соединителями*. Кроме того, для равномерного распределения тока между отдельными рельсовыми нитями и повышения в связи с этим проводимости рельсовой сети устанавливают междурельсовые и междупутные соединители.

Часть тока, протекающего по рельсовым нитям, перетекая через шпалы и балласт, ответвляется в землю. Это приводит к некоторому снижению сопротивления в цепи тягового тока. Увеличение ее проводимости вследствие шунтирующего действия грунта в ряде случаев учитывается в электрических расчетах тяговых сетей.

При электрической тяге на переменном токе сопротивление рельсов значительно выше, чем на постоянном токе, а расстояние между подстанциями больше. Поэтому при переменном токе бóльшая часть тока ответвляется из рельсов и протекает через землю. Кроме того, токи нагрузки при электрической тяге на переменном токе меньше вследствие более высокого напряжения в тяговой сети. В связи с этим в данном случае стыковые электрические соединители часто не применяются.

Питающие линии служат для подвода электрической энергии от тяговых подстанций к контактной и рельсовой сети. Питающие линии обычно выполняют воздушными и в отдельных случаях кабельными. Провода воздушных питающих линий на участках между подстанцией и контактной сетью подвешивают на специальных опорах, а затем на опорах контактной сети до места присоединения

к контактной или рельсовой сети. Провода этих линий, присоединяемые к рельсовой сети, часто называют отсасывающими линиями, или отсасывающими проводами.

Большое значение имеет обеспечение надежного безыскрового токоснимания с контактных проводов при любых возможных атмосферных условиях. Качество токоснимания зависит от принятой конструкции и содержания в эксплуатации контактной сети и токоприемников. Чем больше скорости движения на электрифицированной линии, тем выше предъявляются требования к контактной сети и токоприемникам.

Для обеспечения надежного токоснимания при высоких скоростях движения необходимо, чтобы: контактные провода располагались на одинаковой высоте над уровнем головки рельса на протяжении пролета между опорами; уклон контактных проводов в случае снижения высоты их подвески в местах подхода к искусственным сооружениям не превышал определенной установленной величины; эластичность контактной подвески, т. е. величина отжатия вверх контактных проводов при воздействии токоприемника, была по возможности равномерной (не меняться на протяжении пролета) и масса деталей, жестко связанных с контактными проводами, была по возможности меньше. Кроме того, для обеспечения надежного токоснимания натяжение в контактных проводах должно быть достаточным по величине.

Токоприемник для обеспечения надежного токоснимания должен иметь возможно малую приведенную массу, т. е. массу, отнесенную к верхнему его шарниру, достаточно высокое статическое давление и минимальное трение в шарнирах, чтобы токосниматощие накладки могли, не отрываясь от контактных проводов, следовать за их изменением по высоте при высоких скоростях движения. В современных конструкциях токоприемников (пантографов) применяется эластичное крепление лыжи к верхнему шарниру рамы, чтобы обеспечить лучший проход местных небольших неровностей контактного провода, которые могут быть в эксплуатации.

Воздушная контактная подвеска может быть простой или цепной.

В первом случае контактный провод подвешивается к опорным конструкциям или к расположенным поперек пути проводам, которые прикреплены к мачтам или стенам зданий.

Простую контактную подвеску обычно применяют в трамвайных и троллейбусных сетях, где скорости движения относительно невелики.

Цепные контактные подвески применяют на электрических железных дорогах, где скорости движения значительно выше. При цепной контактной подвеске один или два контактных провода подвешивают на струнах к несущему тросу или вспомогательному проводу.

Если контактный провод подвешен на струнах непосредственно к несущему тросу, то цепная подвеска называется одинарной

(рис. 117), если к вспомогательному проводу, а последний к несущему тросу, — то такая цепная подвеска называется двойной (рис. 118).

Провода контактной подвески закрепляются на изоляторах к опорным конструкциям.

Опорные конструкции называются промежуточными, если они воспринимают только вес контактной подвески и боковые усилия, вызываемые ветром и продольным натяжением проводов при изменении их направления в горизонтальной плоскости.

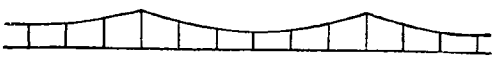


Рис. 117. Одинарная цепная подвеска

Контактная подвеска делится на анкерные участки, по концам которых устанавливают анкерные опоры, воспринимающие горизонтальное натяжение проводов контактной сети. Длину анкерных участков на перегонах обычно принимают от 1 200 до 1 600 *м*.

Провода к анкерным опорам прикрепляют с помощью изоляторов. Это крепление может быть жестким или допускать сезонное регулирование натяжения в проводе, или же, наконец, осуществлено через компенсирующее устройство. Назначение компенсирующего устройства—автоматически поддерживать определенное заданное натяжение в проводе при возможных изменениях температуры или в части этого диапазона.

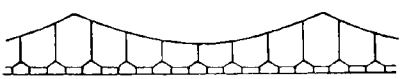


Рис. 118. Двойная цепная подвеска

В зависимости от способа крепления проводов на анкерных опорах различают следующие типы цепной подвески:

1) некомпенсированная, когда все провода прикрепляются жестко к анкерным опорам;

2) с сезонным регулированием натяжения в контактном проводе;

3) полукомпенсированная, когда контактные провода, а в ряде случаев и вспомогательные провода прикреплены к анкерным опорам через автоматические компенсаторы натяжения;

4) компенсированная, когда все провода снабжены компенсаторами.

На электрифицированных линиях наших железных дорог в настоящее время в основном применяют полукомпенсированную цепную подвеску.

При цепной подвеске контактных проводов обеспечивается меньшее изменение их высоты над уровнем головки рельса и более равномерная эластичность подвески на протяжении пролета между опорами. При полукомпенсированной цепной подвеске длины струн выбираются таким образом, чтобы контактные провода при температуре несколько ниже средней годовой располагались в проле-

те на одной высоте по отношению к уровню головки рельса (беспровесное состояние). При колебаниях температуры происходит изменение натяжения несущего троса, а следовательно, и величины его провеса. Положение контактных проводов по высоте в средней части пролета несколько изменяется, а под опорами остается неизменным. Если фактическая температура выше принятой температуры беспровесного состояния, то контактные провода провисают в средней части пролета, а если ниже, то подтягиваются вверх несущим тросом.

Для создания более равномерной эластичности подвески контактных проводов на протяжении пролета применяются под опорами эластичные (рессорные) струны. В этом случае крепление контактных проводов под опорами осуществляется к вспомогательному тросу, концы которого закреплены к несущему тросу на расстоянии примерно 6 *м* по обе стороны от опоры, как показано на рис. 119. Применение таких струн позволяет создать необходимую эластичность подвески контактных проводов у опорных конструкций и этим улучшить условия токоснимания.

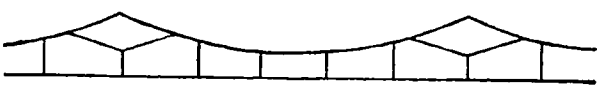


Рис. 119. Цепная подвеска с рессорными струнами

Значительно лучшие результаты в этом отношении достигаются при применении полностью компенсированной контактной подвески. В этом случае при колебаниях температуры натяжение в несущем тросе поддерживается постоянным, а следовательно, не изменяется стрела его провеса и контактные провода сохраняют одинаковую высоту над уровнем головки рельса во всем диапазоне изменения температуры.

Для поддержания натяжения в контактных проводах постоянным при изменении температуры применяются грузовые компенсаторы. Напряжение в медных контактных проводах обычно принимается равным 10 *кг/мм*^{2}.

Наконец, для обеспечения качественного токоснимания принимаются меры к снижению веса деталей контактной сети, жестко связанных с контактными проводами (струновые, фиксирующие, питательные и стыковые зажимы, фиксаторы).

На путях, где скорости не превышают 80 *км/ч*, обычно применяют одинарную полукомпенсированную цепную подвеску. При более высоких скоростях может быть использован тот же тип подвески, но с рессорными струнами или двойная цепная подвеска. Еще лучшие результаты дает применение полностью компенсированной подвески с рессорными струнами, при которой может быть обеспечено надежное токоснимание при скорости 160 *км/ч* и бо-

лее. Использование этих типов контактной подвески позволяет не только обеспечить надежное токоснимание при высоких скоростях движения, но и достигнуть более равномерного износа контактных проводов. Качество токоснимания также в значительной мере определяется конструкцией токоприемников, качеством их содержания и содержания контактной сети в эксплуатации.

Простая (трамвайная) компенсированная подвеска контактного провода на электрических железных дорогах применяется лишь в отдельных редких случаях на деповских и погрузочно-разгрузочных путях, если скорость движения по ним не превышает 25 *км/ч*, а снимаемые токи не больше 500 *а*.

Для обеспечения более равномерного износа токоснимающих пластин контактный провод в плане располагается зигзагообразно, т. е. смещается относительно оси пути поочередно то в одну, то в другую сторону. В зависимости от ширины рабочей части токоснимающей вставки величина зигзага на разных дорогах мира изменяется от 20 до 50 *см*. На наших дорогах величина зигзага принята равной 30 *см*. В местах расположения опорных конструкций положение контактного провода фиксируется в горизонтальной плоскости фиксаторами. Фиксаторы представляют собой трубу, которая одним концом прикрепляется через изолятор к опорной конструкции, а другим с помощью специального держателя и зажима — к контактному проводу.

Для снижения веса деталей, жестко связанных с контактными проводами, применяют сочлененные фиксаторы облегченного типа.

Величина сечения проводов контактной сети для каждого конкретного случая определяется на основании соответствующих расчетов, методика и порядок выполнения которых изложены в последующих главах.

Обеспечение распределения тока, потребляемого электроподвижным составом, между всеми проводами цепной подвески и усиливающими проводами пропорционально их проводимости осуществляется электрическими соединителями. Эти соединители выполняют из гибкого медного провода сечением 70—95 *мм*^{2} и располагают на расстоянии 200—300 *м* друг от друга.

Высота контактного провода над уровнем головки рельса нормально принимается: на перегонах при рельсах, имеющих щебеночное или гравийное основание, — 6 250 *мм*, и при рельсах, уложенных на другие виды балласта, до 6 500 *мм*. Нормальная высота контактного провода на станциях составляет 6 600 *мм*. При любых эксплуатационных условиях высота контактного провода в любой точке пролета должна быть не менее 5 750 *мм* на перегонах и не менее 6 250 *мм* на станциях. Кроме того, высота контактного провода не должна превышать 6 800 *мм*.

Высота контактного провода в пределах искусственных сооружений определяется установленным габаритом приближения строений и минимально допустимыми зазорами между токонесущими и заземленными частями.

Расстояние частей контактной сети, находящихся под напряжением, до заземленных частей сооружений и подвижного состава на дорогах постоянного тока должно быть не менее 200 *мм*, чтобы обеспечить необходимый уровень изоляции контактной сети и

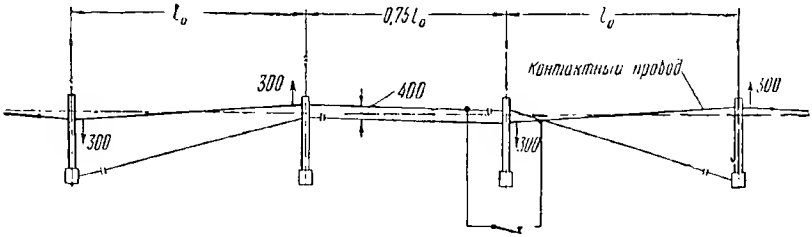


Рис. 120. Трехпролетная схема сопряжения проводов анкерных участков в месте секционирования

устранить возможность коротких замыканий между ее токонесущими частями и заземленными частями сооружений и подвижного

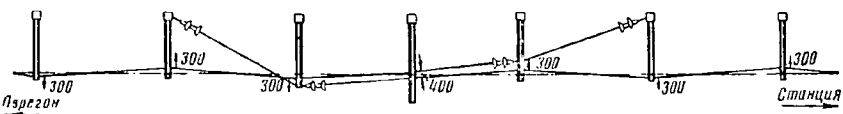


Рис. 121. Четырехпролетная схема сопряжения проводов анкерных участков в месте секционирования

состава. Только в исключительных случаях для существующих искусственных сооружений с разрешения Министерства путей со-

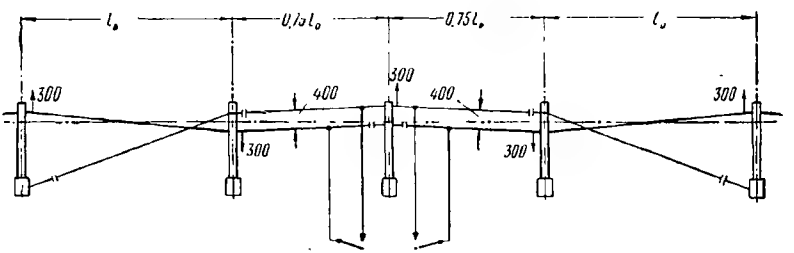


Рис. 122. Схема сопряжения анкерных участков с нейтральной вставкой

общения это расстояние может быть снижено до 150 *мм*. При электрической тяге на переменном токе промышленной частоты напряжением 25 *кв* это расстояние нормально составляет 300 *мм*, а в отдельных случаях может снижаться до 270 *мм*.

Контактная сеть участка делится на изолированные в электрическом отношении друг от друга секции. В зависимости от назначения и условий работы секции нормально могут быть соединены

между собой через секционные выключатели. На перегонах для секционирования контактной сети устраивают воздушные промежутки между проводами цепной подвески двух анкерных участков в месте их сопряжения.

Такое сопряжение проводов цепной подвески может быть выполнено по трехпролетной схеме (рис. 120) или по четырехпролетной (рис. 121). Четырехпролетная схема сопряжения анкерных участков позволяет обеспечить более плавный переход токоприемника с одной секции на другую.

В момент перехода с одной секции на другую токоприемник замыкает их между собой. Иногда подобное замыкание секций контактной сети в момент прохода токоприемника нежелательно или даже недопустимо (например при сопряжении участков, работающих при разном напряжении в контактной сети). В этих случаях сопряжение участков контактной сети выполняется с нейтральной вставкой, как показано на рис. 122. При проходе таких мест токоприемник вначале переходит на нейтральную вставку, а затем с нейтральной вставки на контактный провод другой секции. Таким образом, в данном случае исключается замыкание контактных проводов обеих секций в момент прохода токоприемника. При помощи выключателей, показанных на рис. 122, нейтральная вставка контактного провода может быть соединена с одной или другой секцией контактной сети, что может понадобиться для вывода поезда при его остановке, если токоприемник электровоза расположен в пределах нейтральной вставки. При помощи этих выключателей могут быть в случае надобности обе секции электрически соединены между собой.

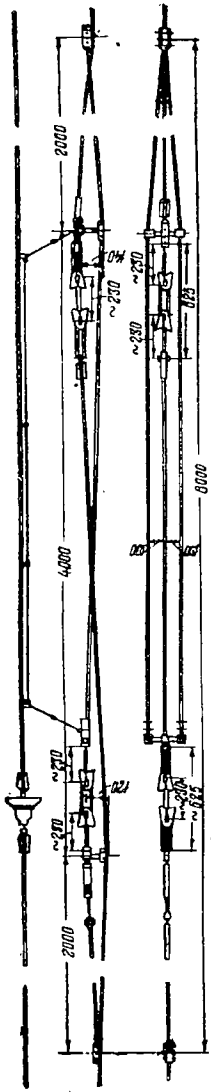


Рис. 123. Секционный изолятор

Для секционирования контактной сети на станциях, где поезда следуют с более низкими скоростями, применяют секционные изоляторы. На рис. 123 показана одна из конструкций их. Секционные изоляторы можно также выполнять с нейтральной вставкой.

Выше указывалось, что по характеру нагрузок опоры контактной сети разделяют на промежуточные, анкерные и переходные.

Кроме того, применяют фиксирующие опоры, которые воспринимают только усилия, возникающие при изменении направления проводов на кривых и воздушных стрелках и от действия ветра на провода.

В зависимости от типа конструктивного выполнения опоры могут быть консольные, ригельные и с гибкой поперечиной.

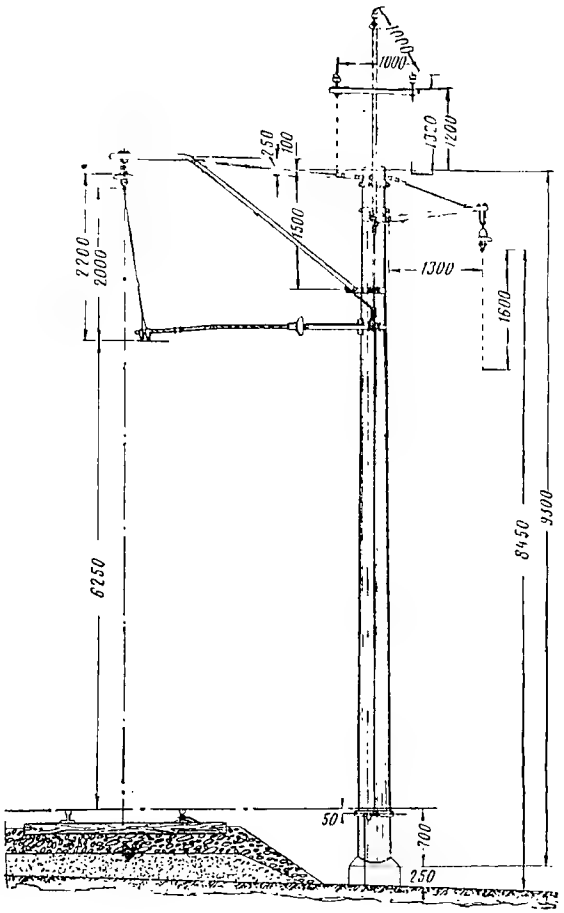


Рис. 124. Консольная промежуточная опора из центрифугированного железобетона

Наиболее широко распространен консольный тип опор, который применяется для промежуточных, анкерных и переходных опор на однопутных и двухпутных перегонах. Консольные опоры применяют также на небольших станциях, разъездах и деповских путях. На рис. 124 показана железобетонная промежуточная опора консольного типа на перегоне. Основным преимуществом консоль-

ных опор является то, что контактные подвески соседних путей не зависят друг от друга в механическом отношении.

При применении компенсированной цепной подвески точки крепления несущего троса на промежуточных опорах смещаются вдоль оси пути при изменениях температуры. Величина этих смещений увеличивается к концам анкерного участка, где установлены устройства для компенсации натяжения в несущем тросе. В связи с этим применяют поворотные консоли, которые обеспечивают возможность смещения точек подвеса несущего троса вдоль пути. Обычно эти консоли выполняются изолированными, что облегчает выполнение работ по ревизии и ремонту контактной под-

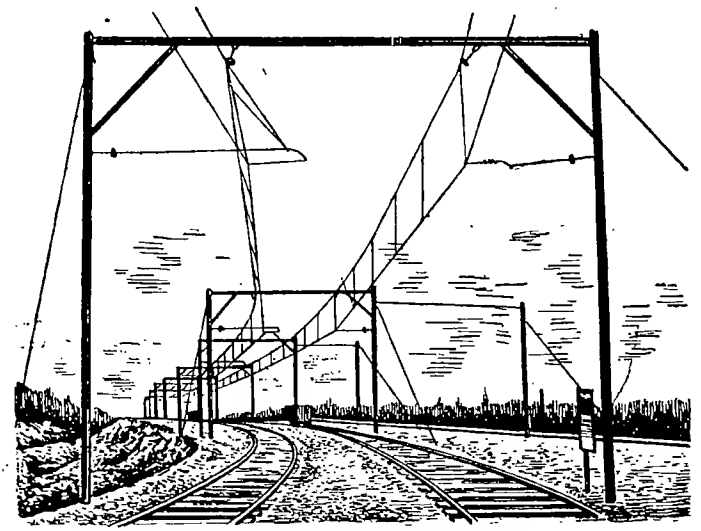


Рис. 125. Ригельная опора контактной сети на перегоне

вески без снятия напряжения и позволяет снизить загрязняемость изоляторов, которые в этом случае располагаются около опор, в стороне от оси пути; могут также применяться нейтральные консоли, которые изолированы как от опор, так и от проводов контактной сети. Использование таких консолей облегчает проведение работ по ремонту контактной сети без снятия напряжения, а также контроль состояния изоляторов, что очень важно для грузонапряженных линий с большими размерами движения.

На многопутных перегонах применяются ригельные опоры (рис. 125) или с гибкой поперечиной (рис. 126). На крупных станциях обычно ставят опоры с гибкой поперечиной.

Недостаток ригельных опор и опор с гибкой поперечиной заключается в том, что при повреждении одной из опор выходит из строя подвеска на всех перекрываемых путях.

В зависимости от материала опоры контактной сети разделяются на металлические, железобетонные и деревянные.

При электрификации наших дорог в основном применялись металлические опоры. В последние годы для снижения затрат металла широко используют железобетонные опоры главным образом на перегонах.

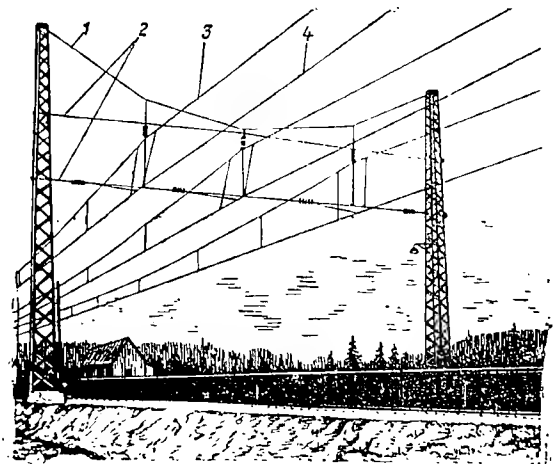


Рис. 126. Опора контактной сети с гибкой поперечиной на перегоне: *1*—поперечный несущий трос; *2*—фиксирующие тросы; *3*—несущий трос цепной подвески; *4*—контактный провод

Кроме опор, специально устанавливаемых для закрепления контактной сети, в качестве поддерживающих устройств используются также различного рода искусственные сооружения (мосты, путепроводы, своды тоннелей).

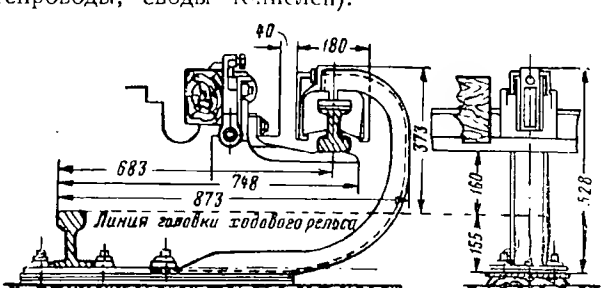


Рис. 127. Контактный рельс и токоснимающий башмак

Контактным рельсом называется дополнительный (третий) изолированный рельс, располагаемый вдоль электрифицированного пути и используемый для подвода электрической энергии к под-

нижнему составу. Контактный рельс может быть выполнен с нижним или верхним токосъемом. На метрополитене применен контактный рельс с нижним токосъемом, который прикрепляется на изоляторах к изогнутым кронштейнам, закрепляемым на шпалах, как показано на рис. 127. Кронштейны располагают на расстоянии 4,54,—5,25 *м* друг от друга. Площадь поперечного сечения контактного рельса метрополитена составляет 5 800 и 6 600 *мм*^{2} и вес 45,4 и 51,65 *кг/пог. м*. Удельное сопротивление контактного рельса равно 0,12 *ом·м/мм*^{2}. На стрелках и в местах секционирования устраивают разрывы контактного рельса.

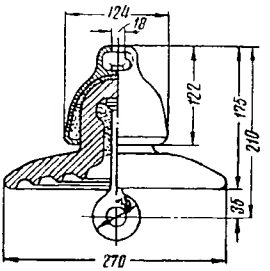


Рис. 128. Подвесной изолятор типа П-4,5 с серьгой

Изоляция контактной сети. Одним из наиболее ответственных элементов контактной сети являются изоляторы. В устройствах контактной сети в основном применяются подвесные и палочные фарфоровые изоляторы. Наиболее распространенным типом изолятора является подвесной изолятор типа П-4,5, который применяется в качестве подвесного, анкерного, а в ряде случаев — фиксаторного изолятора. На дорогах постоянного тока применяют при анкеровке проводов гирлянды из двух изоляторов П-4,5. На дорогах переменного тока в качестве подвесных используют гирлянды из двух, а при анкеровке проводов гирлянды из трех изоляторов П-4,5. В устройствах контактной сети часто используют изоляторы типа П-4,5, армированные серьгой (рис. 128).

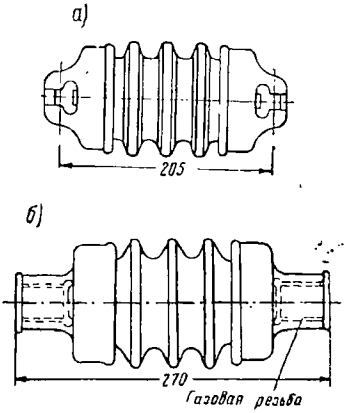


Рис. 129. Палочные изоляторы для дорог постоянного тока: *а* — подвесной и *б* — фиксаторный

Подвесной и фиксаторный палочные изоляторы для дорог постоянного тока показаны на рис. 129. На дорогах переменного тока применяются в качестве фиксаторных и секционных изоляторов палочные изоляторы, представленные на рис. 130.

Для секционных изоляторов на дорогах постоянного тока используются также седлообразные изоляторы типа РСА-6.

В табл. 10 приведены основные данные изоляторов, применяемых в устройствах контактной сети.

Приведенные данные относятся к чистой поверхности изоляторов. При загрязненной поверхности изоляторов разрядные напряжения соответственно снижаются.

Таблица 10

Основные данные изоляторов, применяемых в устройствах контактной сети

Тип изолятора	Электрические данные			Механические данные	
	Сухоразрядное напряжение	Мокроразрядное напряжение	Пробивное напряжение	Испытательная нагрузка	Разрушающая нагрузка
	в *кв*			в *кг*	
П-4,5	75	40	110	4 500	6 000
РСА-6	91*	—	—	—	1 500
Палочный изолятор для дорог постоянного тока .	56	20	—	—	4 500
Палочные изоляторы для дорог переменного тока:					
а) фиксаторный	130	70	—	—	3 000
б) секционный	150	80	—	—	6 000

* Для гирлянды из двух изоляторов.

Схемы питания и секционирования контактной сети при электрической тяге на постоянном токе. Схемы питания контактной сети. Участки контактной сети, расположенные между двумя соседними тяговыми подстанциями, могут получать двустороннее питание от обеих тяговых подстанций или одностороннее питание от одной подстанции.

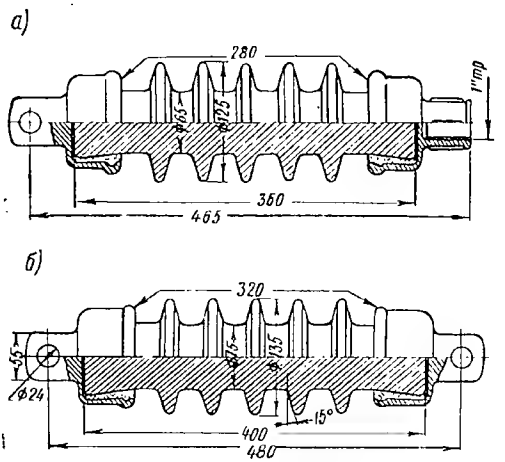


Рис. 130. Палочные изоляторы для дорог переменного тока:
а — фиксаторный и *б* — секционный

При одностороннем питании контактная сеть между тяговыми подстанциями разделяется на две части, изолированные в электрическом отношении между собой, каждая из которых получает самостоятельное питание от одной из тяговых подстанций (рис. 131). При двустороннем питании разделение контактной сети не производится и участок получает питание с двух сторон от обеих тяговых подстанций (рис. 132).

Применение двустороннего питания позволяет обеспечить более равномерное распределение нагрузок между подстанциями,

снизить потери мощности и напряжения в проводах контактной сети и уменьшить мешающее воздействие тяговых токов на устройства проводной связи. Эффект от применения двустороннего питания тем выше, чем меньше поездов находится на участке питания.

При электрической тяге на постоянном токе применяется двустороннее питание. Одностороннее питание в этом случае полу-

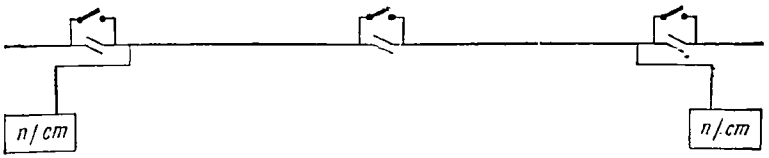


Рис. 131. Схема одностороннего питания участка контактной сети

чают, как правило, только участки, расположенные за крайними подстанциями линии, а также ветви небольшой протяженности.

Для обеспечения надежной защиты от токов короткого замыкания обычно в средней части участков питания устраивают посты секционирования, принцип действия которых будет описан ниже. Кроме того, через посты секционирования осуществляются соединения контактной сети отдельных путей на двухпутных и многопутных линиях. Это позволяет снизить потери мощности и напряжения в контактной сети. В этом случае при двустороннем питании в местах расположения постов секционирования схема питания имеет узловую точку, т. е. точку, получающую питание более чем с двух сторон. Такая схема питания тяговой сети называется узловой.

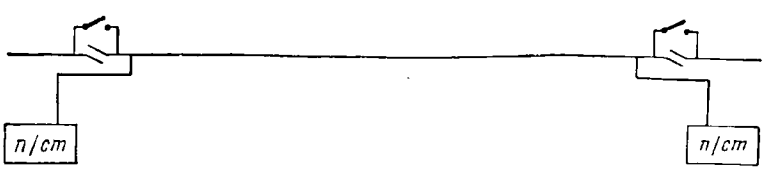


Рис. 132. Схема двустороннего питания участка контактной сети

Еще бо́льший эффект в отношении снижения потерь мощности и напряжения в проводах контактной сети на двухпутных и многопутных линиях достигается при параллельном соединении путей при помощи пунктов автоматического параллельного соединения, как показано на рис. 133. Обычно между каждой тяговой подстанцией и постом секционирования устраивают 1—2 пункта параллельного соединения путей.

На рис. 134 показана принципиальная схема одного из возможных вариантов выполнения пункта автоматического параллельного соединения путей на двухпутном участке. Параллельное со-

единение путей осуществлено через контакторы *А* и *Б*, которые имеют катушки *а* и *б*, включенные через добавочные сопротивления *R*. Эти катушки служат для включения контакторов и удержания их во включенном состоянии. Нормально оба контактора

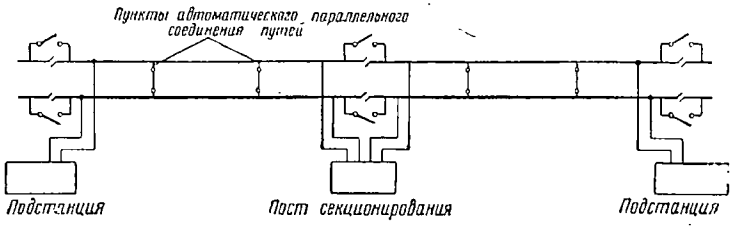


Рис. 133. Принципиальная схема питания и секционирования контактной сети двухпутной линии при применении пунктов параллельного соединения путей

находятся во включенном положении, осуществляя параллельное соединение путей. В случае короткого замыкания быстродействующие выключатели, установленные на подстанции и посту секционирования, производят отключение контактной сети *I* и *II* пути. При этом прекращается питание катушек *а* и *б* и контакторы *А* и *Б* отключаются. При повторном включении контактной сети обоих путей и восстановлении питания ее питание катушек *а* и *б* возобновляется и происходит включение контакторов *А* и *Б*. Если питание восстановлено только одного пути, то включается лишь один контактор и параллельное соединение путей не восстанавливается.

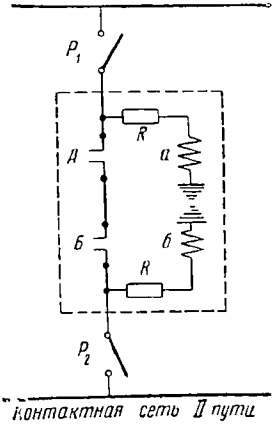


Рис. 134. Принципиальная схема пункта автоматического параллельного соединения путей двухпутного участка

Разъединители P_1 и P_2 предназначены для отключения аппаратуры пункта параллельного соединения при ее ревизии или ремонте.

Секционирование контактной сети на перегонах. Контактная сеть разделяется на изолированные в электрическом отношении секции. Для обеспечения возможности соединения и разъединения отдельных секций контактной сети устанавливают секционные разъединители. Секционные разъединители, через которые осуществляется питание деповских и погрузочных путей, имеют заземляющие контакты. При отключении таких разъединителей происходит заземление питаемой через них секции контактной сети.

Секционные разъединители контактной сети имеют приводы дистанционного или ручного управления, при помощи которых производят включение и отключение разъединителей. Приводы дистанционного управления допускают также управление секционными разъединителями вручную.

При применении дистанционного управления включение и отключение секционных разъединителей производятся со специального пульта, который устанавливается у дежурного по дистанции контактной сети или у дежурного по станции. Переключение секционных разъединителей контактной сети производится по приказу энергодиспетчера. При применении телеуправления переключение основных разъединителей контактной сети производит непосредственно энергодиспетчер.

Приводы секционных разъединителей имеют замки со специальными ключами и должны быть заперты. Ключи хранятся у дежурного по дистанции контактной сети, а там, где его нет, — у дежурного по станции. Ключи от секционных разъединителей контактной сети электродепо хранятся у дежурного по депо, который и производит переключение этих разъединителей.

Секционирование контактной сети позволяет обеспечить при коротких замыканиях и перегрузках отключение участка контактной сети ограниченной протяженности, не нарушая нормального электроснабжения других участков контактной сети. Разделение контактной сети на секции дает возможность временно отключать любую из них для производства ремонтных работ на контактной сети, требующих снятия напряжения. При повреждении контактной сети, отключая последовательно отдельные секции или группы секций и производя пробные включения соответствующей питающей линии, можно быстро установить, на какой именно секции произошло повреждение.

Контактная сеть каждого пути электрифицированной линии секционируется в местах примыкания перегонов к станциям. Кроме того, в отдельные секции выделяются участки контактной сети на крупных искусственных сооружениях (мосты, тоннели значительной протяженности). Такое секционирование контактной сети называется п р о д о л ь н ы м, а секционные разъединители, при помощи которых соединяются секции, называются п р о д о л ь н ы м и р а з ъ е д и н и т е л я м и и обычно обозначаются первыми буквами алфавита.

Тяговые подстанции обычно располагаются около железнодорожных станций. В этом случае отдельная питающая линия подводится к каждому главному пути перегонов как с одной, так и с другой стороны станции. Контактная сеть станции получает питание от тяговой подстанции по отдельной питающей линии. При наличии на станции электродепо контактная сеть деповских путей также получает питание по отдельной линии. Отдельная питающая линия для депо особенно необходима на пригородных участках с моторвагонной тягой, где осмотр и ремонт подвижного состава

в основном производятся ночью, т. е. тогда, когда по условиям работы участка имеется возможность снимать напряжение с контактной сети для производства ремонтных работ.

На рис. 135 и 136 показаны схемы секционирования и питания контактной сети при расположении тяговой подстанции на железнодорожной станции на однопутной и двухпутной линии, когда число путей на станции более четырех (кроме главных путей).

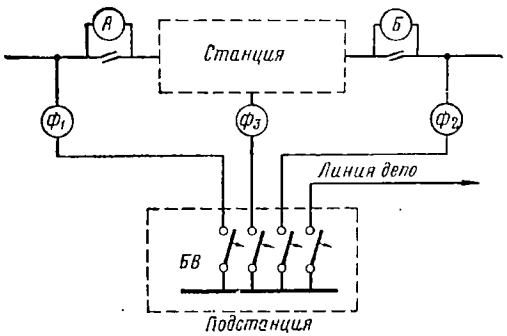


Рис. 135. Схема питания и секционирования контактной сети при расположении тяговой подстанции на железнодорожной станции однопутной линии

Каждая питающая линия присоединяется к контактной сети через секционный разъединитель, обозначаемый обычно буквой «*ф*» (фидерный) с соответствующим индексом. Эти разъединители нормально находятся во включенном положении и служат для отсоединения от сети питающей линии при ее ревизии или повреждении. Как правило, такие разъединители устанавливают на питающей линии со стороны тяговой подстанции. В случаях, по-

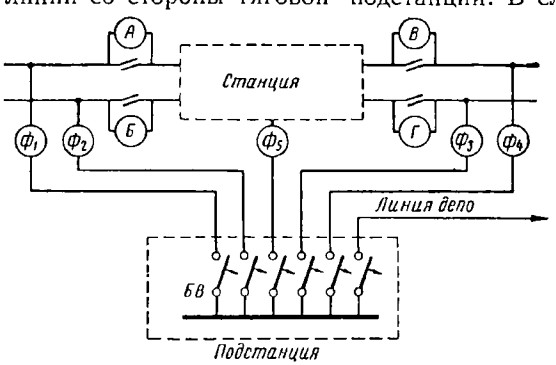


Рис. 136. Схема питания и секционирования контактной сети при расположении тяговой подстанции на железнодорожной станции двухпутной линии

казанных на рис. 135 и 136, продольные секционные разъединители, установленные в местах примыкания главных путей перегонов к станции, нормально находятся в разомкнутом состоянии.

Если тяговая подстанция расположена на перегоне или на железнодорожной станции с числом путей не более четырех (кроме главных), то устраивается отдельная секция контактной сети,

которая питается самостоятельной линией, как показано на рис. 137. Устройство отдельной секции контактной сети, питаемой самостоятельной линией, вызвано необходимостью обеспечить надежное действие защиты в случае короткого замыкания на одном из участков питания и перекрытия воздушного промежутка токоприемником.

Линии, питающие станционные пути или отдельные секции контактной сети, одновременно являются резервными для линий, пи-

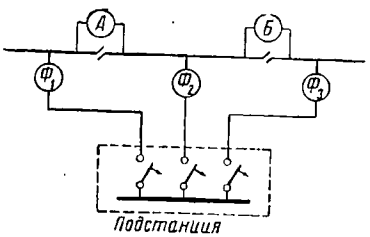


Рис. 137. Схема питания и секционирования контактной сети при расположении тяговой подстанции на перегоне однопутной линии

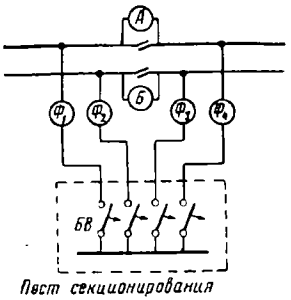


Рис. 138. Схема поста секционирования на двухпутной линии

тающих контактную сеть перегонов при ремонте или повреждении одной из них. Для питания контактной сети перегона от резервной линии включается соответствующий продольный секционный разъединитель и отключается разъединитель питающей линии данного главного пути перегона. Аналогичным путем может быть осуществлено питание контактной сети станции от одной из линий, питающих контактную сеть главных путей перегонов.

Для параллельного соединения контактной подвески многопутных участков устраивают пост секционирования (узловое питание), схема которого показана на рис. 138. Контактная сеть каждого главного пути у поста секционирования разделена на две изолированные части, которые могут соединяться через продольный разъединитель, нормально находящийся в разомкнутом положении.

Каждая изолированная часть контактной сети соединяется через секционный разъединитель и быстродействующий автоматический выключатель с общей шиной поста секционирования. При повреждении контактной сети происходит автоматическое отключение соответствующего быстродействующего выключателя поста секционирования и быстродействующего выключателя линии тяговой подстанции, через которые осуществлялось питание поврежденного участка. Следовательно, применение постов секционирования позволяет при коротком замыкании обеспечить отключение

участка контактной сети, расположенного между тяговой подстанцией и постом секционирования того пути, на котором произошло замыкание, вместо всего участка контактной сети между подстанциями. Кроме того, как будет показано в главе VII, применение постов секционирования во многих случаях необходимо для обеспечения надежного действия защиты от токов короткого замыкания.

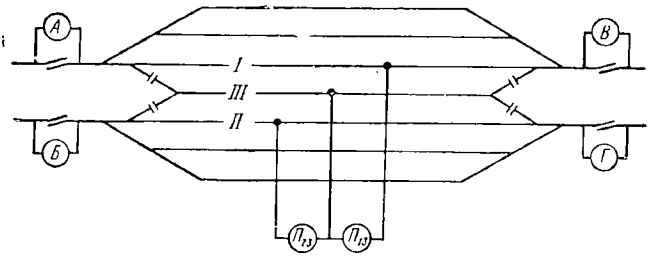


Рис. 139. Секционирование контактной сети на станции двухпутной линии с выделением средней секции

На двухпутных и многопутных линиях в нескольких пунктах участка питания устанавливают поперечные секционные разъединители (обычно на станциях), при наличии которых в необходимых случаях можно соединять контактную сеть отдельных путей между

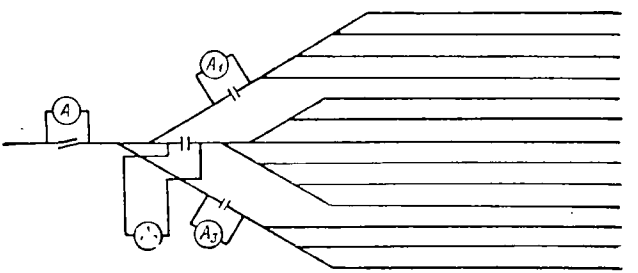


Рис. 140. Секционирование контактной сети горловины станции

собой. Эти разъединители нормально находятся в разомкнутом положении и на схемах обычно обозначаются буквой «п» с соответствующим индексом.

Секционирование контактной сети на станциях. На станциях со значительным путевым развитием контактную сеть отдельных групп путей в соответствии с их назначением выделяют в отдельные секции.

При выделении в отдельную секцию группы путей, расположенных между главными путями станции, обеспечивается возможность подключения секции к контактной сети как одного, так и другого главного пути (рис. 139).

На крупных станциях выделяют в отдельные секции контактную сеть парков прибытия и отправления поездов для обеспечения возможности производства работ по ремонту контактной сети этих парков со снятием напряжения.

Секционирование путей на станциях выполняют таким образом, чтобы при отключении одной из секций сохранялась возможность приема и отправления поездов с путей других секций. На больших станциях иногда в отдельную секцию выделяют контактную сеть путей горловины станции (рис. 140).

В отдельные секции выделяют также контактную сеть погрузочно-разгрузочных путей, путей, на которых производится снаб-

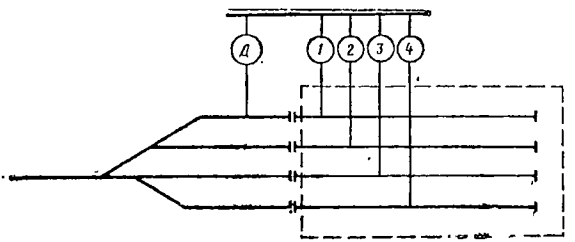


Рис. 141. Секционирование контактной сети путей электродепо

жение водой пассажирских вагонов, осмотр крышевого оборудования, и путей электродепо. Для включения этих путей устанавливают секционные разъединители с заземляющими контактами, чтобы при отключении секции одновременно происходило ее заземление. Это мероприятие необходимо для обеспечения безопасности выполнения работ под контактным проводом.

При вводе контактного провода внутрь здания электродепо каждый путь выделяют в отдельную секцию, включаемую своим секционным разъединителем с заземляющими контактами (рис. 141). Для обеспечения безопасности работ по осмотру и ремонту электроподвижного состава приводы этих разъединителей связаны с соответствующими световыми сигналами, указывающими работникам электродепо на наличие или отсутствие напряжения в данной секции.

Продольные секционные разъединители, кроме разъединителей, расположенных у места присоединения питающих линий тяговых подстанций и у постов секционирования, нормально находятся в замкнутом положении.

Общая схема питания и секционирования контактной сети участка двухпутной линии, электрифицированной на постоянном токе, показана на рис. 142.

Схему питания и секционирования контактной сети утверждает начальник дороги. Выкопировка из этой схемы, касающаяся данной станции, включается в техническо-распорядительный акт станции.

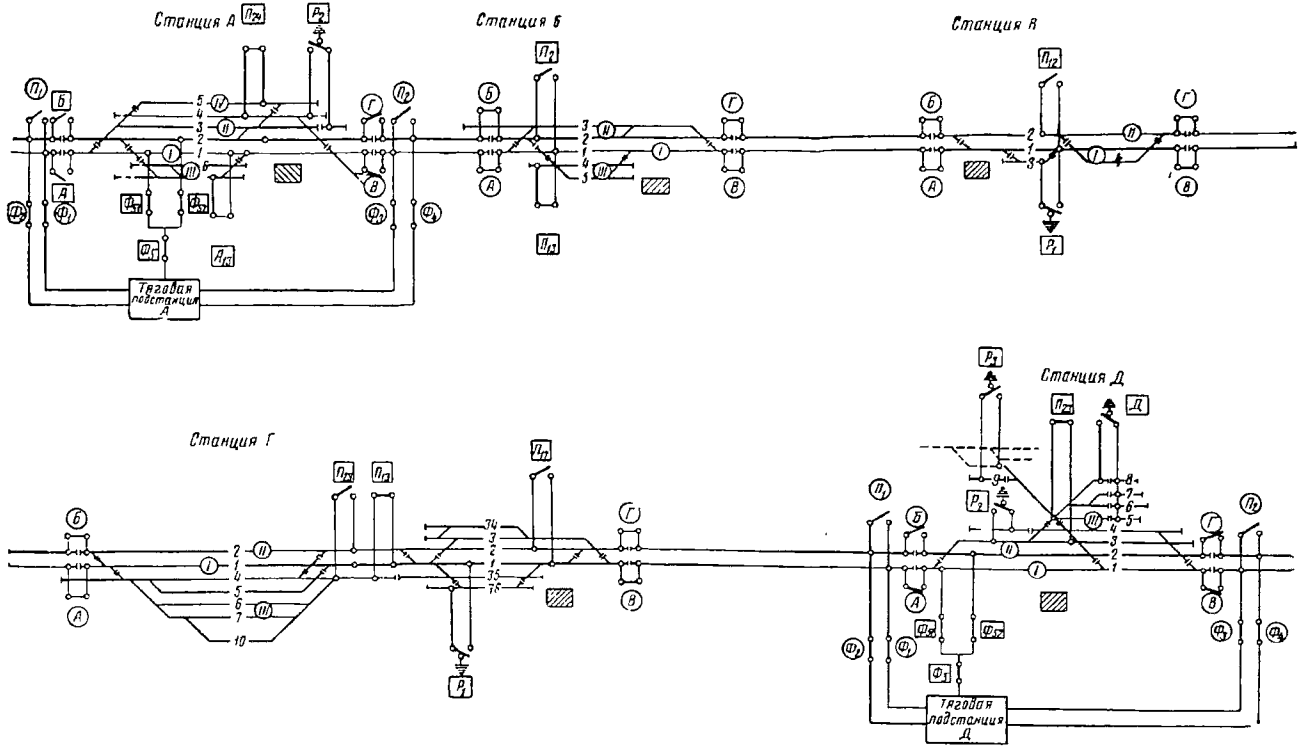


Рис. 142. Общая схема питания и секционирования контактной сети на двухпутной линии, электрифицированной на постоянном токе

Особенности питания и секционирования контактной сети при электрической тяге на переменном токе. При электрической тяге на переменном токе двустороннее питание расположенных между подстанциями участков контактной сети возможно не во всех случаях. Для осуществления двустороннего питания необходимо, чтобы подстанции питались от одной и той же энергосистемы, а полное сопротивление линий электропередачи, связывающих подстанции, было бы относительно мало по сравнению с полным сопротивлением тяговой сети. При этих условиях величина уравнительного активного и реактивного тока, протекающих через тяговую сеть между подстанциями, будет незначительна вследствие малой разницы напряжения на их шинах как по величине, так и по фазе.

В связи с бóльшими расстояниями между подстанциями при электрической тяге на переменном токе эффект от применения двустороннего питания в этом случае меньше, чем при электрической тяге на постоянном токе.

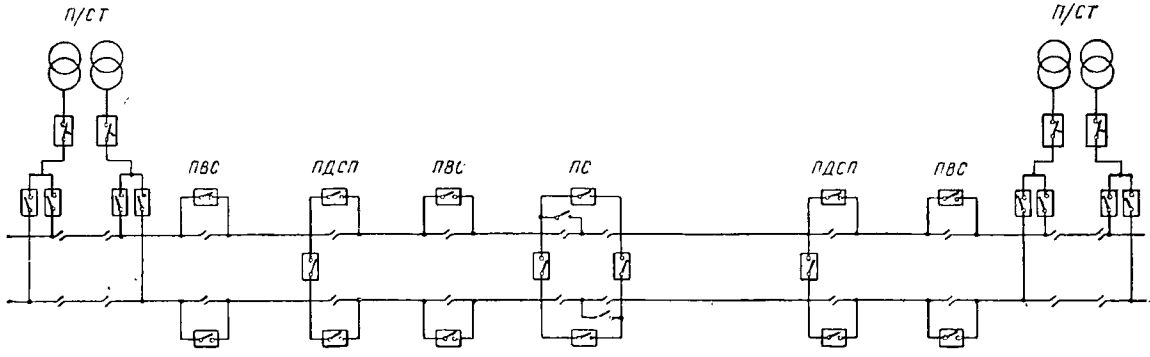
Для создания более равномерной нагрузки фаз первичной трехфазной энергосистемы, питающей электрическую железную дорогу, отдельные участки тяговой сети в определенной последовательности подключают к различным фазам. В местах сопряжения участков контактной сети, питание которых осуществляется от разных фаз, устраивают нейтральные вставки. Эти нейтральные вставки нормально находятся не под напряжением и электроподвижной состав проходит их без тока, при отключенных тяговых двигателях.

При двустороннем питании чередование подачи фаз в тяговую сеть осуществляют у места расположения тяговых подстанций. В случае одностороннего питания чередование подачи фаз может производиться также и в местах сопряжения участков контактной сети, питаемых от разных подстанций, что позволяет устранить необходимость устройства нейтральных вставок у тяговых подстанций.

В качестве примера на рис. 143 показана схема питания и секционирования контактной сети одной из двухпутных линий, электрифицированных на однофазном токе промышленной частоты.

Чередование подачи фаз в данном случае осуществлено у тяговых подстанций. Контактная сеть обоих путей в каждую сторону от подстанции питается через один выключатель. Кроме того, на каждой питающей линии установлены два разъединителя мощности, через которые производится питание контактной сети четного и нечетного путей.

Разъединители мощности предназначены для производства коммутационных операций под нагрузкой, а также отключения токов при коротких замыканиях на землю. К выключателям предъявляются повышенные требования и, кроме указанного, они обеспечивают отключение токов при замыканиях между фазами и при неправильном включении синхронного двигателя на электровозах с машинными преобразователями в случае их применения. Кроме того, выключатели имеют небольшое время отключения (до 0,1 *сек*).



П/СТ - подстанция

ПС – пост секционирования

ПДСП – пост дополнительного секционирования и параллельного соединения путей

ПВС – пост вторичного секционирования

– трансформатор

– выключатель

– разъединитель мощности

– разъединитель

Рис. 143. Схема питания и секционирования контактной сети на двухпутной линии, электрифицированной на однофазном токе промышленной частоты

В средней части участка между подстанциями расположен пост секционирования *ПС*, с помощью которого при необходимости можно осуществлять двустороннее питание участка от обеих тяговых подстанций, а также питать весь участок от одной из них. В этих случаях питание нейтральной вставки производится через разъединитель, показанный на рис. 143. Через этот разъединитель напряжение на нейтральную вставку может быть подано при выводе электровоза, токоприемник которого находится в пределах нейтральной вставки. Параллельное соединение путей осуществлено с обеих сторон нейтральной вставки при помощи разъединителей мощности.

Между постом секционирования и тяговыми подстанциями расположены посты дополнительного секционирования и параллельного соединения путей *ПДСП*. В местах расположения этих постов устроены воздушные промежутки и параллельное соединение путей через разъединитель мощности выполнено только с одной стороны воздушного промежутка. Пункты параллельного соединения путей располагаются на расстоянии примерно 15 *км* друг от друга. Кроме параллельного соединения путей, указанные посты предназначены для отключения отдельных секций контактной сети при их ремонте или повреждении. С этой же целью устраивают посты вторичного секционирования (*ПВС*), на которых отсутствуют разъединители мощности для параллельного соединения путей. Количество постов вторичного секционирования определяется условиями работы данной линии; в отдельных случаях может осуществляться секционирование контактной сети только одного из путей.

С обеих сторон каждого разъединителя мощности установлены разъединители, которые не показаны на рис. 143. Отключением этих разъединителей можно снимать напряжение с разъединителей мощности при их ревизии. Посты автоматизированы и управление ими осуществляется на расстоянии из диспетчерского пункта.

В ряде случаев на промежуточных станциях применяются обходные провода, при помощи которых можно соединять контактную сеть прилегающих перегонов помимо контактной сети станции. Это позволяет при одностороннем питании отсоединить контактную сеть станции для производства ее ревизии или ремонта, не нарушая питания контактной сети перегонов.

Стыкование электрических железных дорог, электрифицированных на переменном и постоянном токе. При широкой электрификации железных дорог на однофазном токе промышленной частоты в ряде пунктов сети железных дорог появится необходимость стыкования участков, электрифицированных на переменном и постоянном токе. Эта задача может быть решена различными способами, из которых сравнительно простыми и удобными в эксплуатации являются:

а) секционирование контактной сети на станции стыкования с обеспечением возможности приема и отправления поездов с элек-

тровозами различных систем тока, а также их маневровых передвижений путем питания соответствующих секций контактной сети на стыковой станции переменным или постоянным током в зависимости от необходимости и

б) применение специального типа электровозов двойного питания, обеспечивающих возможность работы от контактной сети как переменного, так и постоянного тока.

В качестве временной меры в отдельных случаях между участками, электрифицированными на переменном и постоянном токе, могут использоваться участки (вставки), обслуживаемые тепловозами.

При стыковании переключением секций контактной сети стыковой станции с переменного тока на постоянный и обратно разъединители мощности переменного и постоянного тока имеют дистанционное управление и блокируются между собой и устройствами централизованного управления стрелками и сигналами станции, чтобы избежать возможности подачи на отдельные секции одновременно постоянного и переменного тока и захода электровозов на участки контактной сети, находящиеся под напряжением другой системы тока.

В качестве стыковых электровозов наиболее целесообразно использовать электровозы однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями. Электровозы двойного питания этого типа могут быть выполнены таким образом, что будет обеспечена нормальная их работа как на участках переменного, так и на участках постоянного тока . Однако в этом случае усложняется схема электровоза, значительно увеличиваются вес электрического оборудования и соответственно его стоимость.

Электровозы двойного питания получаются значительно более простыми, если применить упрощенную схему при работе на постоянном токе. Такие электровозы могут нормально работать на участках переменного тока и с пониженной мощностью на стыковой станции, контактная сеть которой питается постоянным током. Мощность и скорость, развиваемые электровозом в этом случае при работе на постоянном токе, должны быть достаточными для вывода поездов со стыковой станции и производства на ней маневровых перемещений. В месте примыкания линии, электрифицированной на переменном токе, к станции стыкования устраивается нейтральная вставка.

Если питание контактной сети стыковой станции осуществлять постоянным током пониженного напряжения (1 500 *в*), то на электровозах двойного питания могут быть использованы двигатели, рассчитанные на более низкое напряжение и имеющие значительно меньшие вес и стоимость. Мощность и скорость, развиваемые электровозами постоянного тока при работе их на пониженном напряжении на стыковой станции, должны быть достаточны для вывода поездов со станции и производства на ней маневровых перемещений. В этом случае нейтральная вставка устраивается и со стороны примыкания к стыковой станции участка, электрифицирован-

ного на постоянном токе 3 000 *в*, а питание контактной сети станции постоянным током 1 500 *в* осуществляется от специального агрегата.

Преимуществом стыкования электрических железных дорог переменного и постоянного тока переключением секций контактной сети на стыковой станции является возможность применения электровозов переменного тока любого типа, использование полной мощности электровозов как постоянного, так и переменного тока при выводе поездов со станции стыкования и уменьшение количества нейтральных вставок. Наиболее просто стыкование этим способом осуществляется на сортировочных станциях, которые имеют раздельные парки прибытия и отправления поездов стыкующихся участков переменного и постоянного тока, а количество станционных путей, через которые осуществляется пропуск пассажирских и транзитных грузовых поездов, сравнительно невелико.

На рис. 144 показана схема секционирования контактной сети на участковой стыковой станции.

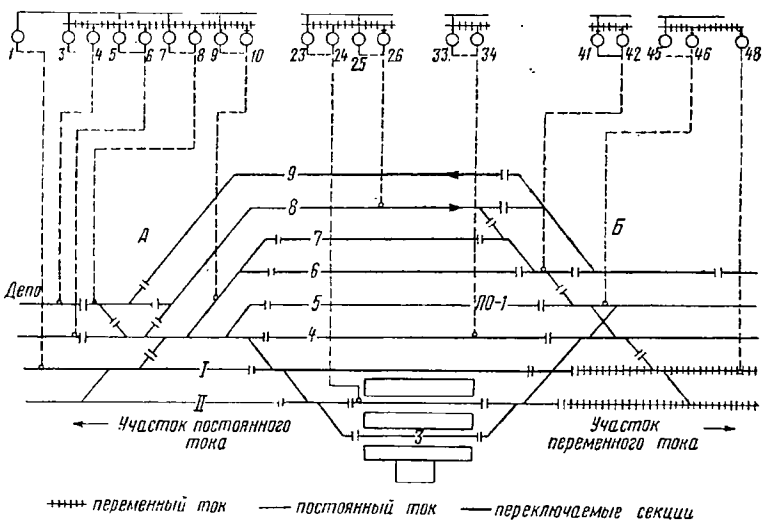


Рис. 144. Схема секционирования контактной сети на участковой станции при стыковании участков, электрифицированных на переменном и постоянном токе

Для приема поезда с участка постоянного тока, например, на путь *4* парка *ПО-1* устанавливается соответствующий стрелочный маршрут и включают разъединители постоянного тока *9* и *33*. После прибытия поезда и отцепки электровоза постоянного тока включаются разъединители постоянного тока *3*, *7*, *9*, *33* и *45* и электровоз направляется по ходовому пути на деповскую территорию для осмотра и экипировки или через горловину *А* непо-

средственно к составу для следования обратно на участок постоянного тока.

Для подачи к составу, стоящему на пути *4*, электровоза переменного тока необходимо установить соответствующий стрелочный маршрут, включив при этом разъединители переменного тока *34* и *46*, если электровоз подается из тупикового пути, и дополнительно разъединители *6*, *10*, *26*, *42*, если электровоз подается с деповских путей. Наконец, для отправления поезда с пути *4* на участок переменного тока вместе со сборкой стрелочного маршрута производится включение разъединителей однофазного тока *34* и *46*.

Разъединители постоянного и переменного тока, через которые осуществляется питание одной и той же секции контактной сети, должны быть сблокированы между собой, чтобы исключить возможность одновременного их включения. Кроме того, электровозы и устройства энергоснабжения стыкующихся участков должны иметь защиту, чтобы исключить возможность повреждения оборудования при случайном попадании другой системы тока.

Как показали исследования инж. В. Д. Колычева, стоимость стыкования переключением секций контактной сети на станции не превышает 1,3—1,8 млн. руб. Стыкование электрической тяги на переменном и постоянном токе применением электровозов двойного питания целесообразно при небольшом увеличении стоимости электровозов этого типа по сравнению с типовыми электровозами однофазного тока и относительно небольшом потребном парке электровозов двойного питания. Выбор наиболее целесообразного способа стыкования осуществляется в каждом конкретном случае на основании технико-экономических расчетов.

Вопросы для повторения

1. Назовите основные элементы тяговой сети и их назначение.
2. Какие типы контактной подвески применяются на электрических железных дорогах и требования, предъявляемые к контактной сети?
3. Воздушные промежутки, нейтральные вставки, секционные изоляторы и их назначение.
4. Типы опор контактной сети.
5. Типы изоляторов, применяемых в устройствах контактной сети.
6. Секционирование и питание контактной сети на перегонах и станциях.
7. Как осуществляется переключение секционных разъединителей контактной сети?
8. Особенности питания и секционирования контактной сети при электрической тяге на переменном токе.
9. Как осуществляется стыкование железных дорог, электрифицированных на переменном и постоянном токе?

Глава VI

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

1. СОДЕРЖАНИЕ И МЕТОДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

Для решения многих вопросов при проектировании устройств энергоснабжения необходимо располагать методами, позволяющими в каждом конкретном случае определять следующие величины.

1. Среднее значение тока нагрузки тяговых подстанций в течение заданного периода времени. Среднее значение тока нагрузки позволяет оценивать степень использования мощности преобразовательных агрегатов, устанавливаемых на тяговых подстанциях, определять величину нагрузки, создаваемой электрической тягой, на систему первичного энергоснабжения и т. д.

2. Среднеквадратичное (эффективное) значение тока нагрузки тяговой подстанции. Среднеквадратичный ток нагрузки равен корню квадратному из средней арифметической величины квадратов мгновенных значений тока за данный период времени.

По среднеквадратичному значению тока нагрузки подстанции обычно производится выбор числа и мощности ее преобразовательных агрегатов.

3. Максимальное значение тока нагрузки тяговой подстанции или питающей линии для проверки соответствия перегрузочной способности преобразовательных агрегатов тяговых подстанций и решения вопросов, связанных с защитой устройств электрической тяги от токов короткого замыкания.

4. Среднее значение потери напряжения до токоприемника электровоза или электросекции за время хода по участку питания или по отдельному перегону, который может ограничивать пропускную способность участка. Наибольший интерес в данном случае представляет средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда под током.

В ряде случаев может также представлять интерес средняя величина потери напряжения до точки токораздела при двустороннем питании или до конца участка при одностороннем питании.

За время движения по автоматической характеристике средняя скорость поезда примерно пропорциональна средней величине напряжения на токоприемнике электровоза. В период реостатного пуска электровоза до выхода на автоматическую характеристику

скорость поезда практически не зависит от величины потери напряжения до токоприемника, так как значение тока, протекающего через двигатели, в этом случае регулируется реостатами.

При движении поезда по руководящему подъему потеря напряжения до токоприемника электровоза вызывает снижение его скорости, что приводит к увеличению времени хода под током и, следовательно, к увеличению нагревания тяговых двигателей. Их нагревание повышается также вследствие снижения производительности мотор-вентиляторов при уменьшении напряжения на токоприемнике.

Следовательно, при электрической тяге на постоянном токе увеличение потери напряжения до токоприемника вызывает снижение скоростей движения поездов на электрических железных дорогах и ухудшает использование электровозов. Уменьшение потери напряжения до токоприемника, а следовательно, увеличение напряжения, подводимого к тяговым двигателям, достигается уменьшением расстояния между тяговыми подстанциями, увеличением сечения проводов контактной сети, применением соответствующих схем ее питания (узловое питание и параллельное соединение путей на двухпутных участках), устройством специальных линий по спрямленной трассе для подвески усиливающих проводов и т. д. Поддержанию соответствующего уровня напряжения на токоприемнике может также способствовать применение устройств, автоматически регулирующих напряжение на тяговых подстанциях.

Чрезмерные требования в отношении ограничения потери напряжения на токоприемнике могут приводить к неоправданному увеличению расхода цветного металла и единовременных затрат на устройства энергоснабжения.

Поэтому для правильного выбора параметров устройств энергоснабжения при проектировании необходимо располагать методами, позволяющими определять средние значения потери напряжения до токоприемника.

5. Максимальное (пиковое) значение потери напряжения до токоприемника. Указанная величина должна соответствовать минимальному уровню напряжения на токоприемнике, на который рассчитывается и строится электроподвижной состав.

6. Среднее значение потери мощности в контактной и тяговой сети. Эти величины используются при определении экономического сечения проводов контактной сети, нормировании расхода электрической энергии и определении к. п. д. устройств электрической тяги.

Методы расчета, позволяющие определять перечисленные величины, обычно называют электрическими методами расчета устройств энергоснабжения электрических железных дорог.

Необходимость в проведении таких расчетов часто возникает и в процессе эксплуатации железных дорог, например, в случаях, когда изменяются размеры движения или вес поездов на данном участке.

Особенностью работы тяговых сетей по сравнению с сетями, питающими стационарные установки, является то, что нагрузки (электровозы, моторвагонные поезда) перемещаются вдоль участка питания, количество этих нагрузок изменяется на участке, значительно изменяется и величина тока, потребляемого каждой из нагрузок, что значительно усложняет методы электрического расчета устройств энергоснабжения электрических железных дорог.

Заслуга создания методов электрического расчета устройств энергоснабжения, которые в настоящее время широко применяются при проектировании и эксплуатации железных дорог, принадлежит нашим советским ученым: А. В. Вульфу, В. А. Шевалину, А. Б. Лебедеву, Н. Н. Костромитину, Д. К. Минову, В. Е. Розенфельду, К. Г. Марквардту, Л. Г. Абелишвили и др.

Существуют различные методы электрического расчета устройств энергоснабжения, которые обычно разделяют на две основные группы: а) методы, использующие график движения поездов (графоаналитические методы), и б) методы, позволяющие определять основные расчетные величины непосредственно по формулам, или, как их часто называют, «аналитические» методы. Это название является в некоторой мере условным, так как при пользовании «аналитическими» методами отдельные величины, входящие в расчетные формулы, могут определяться графоаналитическим или даже графическим путем. Поэтому в дальнейшем такие методы будем называть упрощенными методами определения расчетных величин.

Ниже будут рассмотрены как методы, основанные на графике движения поездов, так и упрощенные методы определения средних и максимальных значений расчетных величин. Многие из ранее предложенных методов электрического расчета устарели и в последующем были заменены более совершенными и точными и поэтому в настоящее время представляют лишь исторический интерес. Кроме того, некоторые из предложенных методов, не давая более точных результатов, одновременно усложняют расчеты и, следовательно, не могут представлять практического значения.

В связи с этим в дальнейшем будут рассмотрены только наиболее характерные методы электрического расчета, при этом более подробно разобраны только те из них, которые достаточно широко используются при проектировании и эксплуатации железных дорог с электрической тягой.

Методы электрического расчета в настоящее время наиболее детально разработаны и в дальнейшем излагаются применительно к электрической тяге на постоянном токе. Вопросы применения этих методов при проектировании электрических железных дорог на переменном токе и особенности электрического расчета устройств энергоснабжения в этом случае рассмотрены в специальном параграфе.

Электрические расчеты выполняются для каждого участка тяговой сети, получающего самостоятельное одностороннее или двустороннее питание от тяговых подстанций. Такой участок в дальнейшем будем называть участком питания.

Расчетные формулы для определения различных величин для мгновенных схем расположения нагрузок при методах, основанных на графике движения поездов, а также формулы упрощенных методов расчета различны для разных схем питания контактной сети. Методы электрического расчета рассматриваются ниже применительно к схемам одностороннего, двустороннего и узлового питания контактной сети, которые являются наиболее распространенными. При параллельном соединении контактной подвески путей на двухпутных и многопутных линиях электрические расчеты производятся теми же способами, как в случаях двустороннего или одностороннего питания.

Основными исходными данными при проведении электрических расчетов являются графики движения поездов или размеры движения и кривые потребления токов поездами различных типов, полученные в результате тяговых расчетов. При приближенных расчетах вместо использования кривых токов, потребляемых поездами различных типов, исходят из величины удельного расхода электрической энергии или средних значений тока для этих поездов.

Кроме того, для выполнения электрических расчетов необходимо располагать данными, позволяющими определять в различных случаях сопротивление тяговой сети и другие параметры

Вопросы для повторения

1. Какие величины и для чего определяют при проведении электрических расчетов?
2. В чем заключаются особенности работы и расчета тяговых сетей?
3. Что служит исходными данными при электрических расчетах тяговых сетей?

2. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ И ПАРАМЕТРЫ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

При проведении электрических расчетов устройств энергоснабжения необходимо знать параметры тяговой сети. Эти параметры определяются в каждом конкретном случае исходя из принятых характеристик тяговой сети и ее основных элементов (проводов и рельсов).

Основные характеристики проводов контактной сети и рельсов. Контактные провода обычно изготовляют из твердотянутой электролитической меди. Применяются также контактные провода из бронзы, представляющей сплав меди с кадмием, оловом или другими металлами. Преимуществом бронзовых проводов является более высокая механическая их прочность и меньшее истирание

(износ) токоснимающими накладками пантографов. Наряду с этим бронзовые провода имеют меньшую проводимость. В зависимости от химического состава бронзы проводимость бронзовых проводов изменяется в пределах 40—85% от проводимости чистой меди.

На электрифицированных линиях наших дорог применяются профилированные медные контактные провода сечением 100 и 85 *мм*^{2} (марки ТФ). Ранее промышленностью выпускались и в настоящее время еще находятся в эксплуатации контактные провода сечением 80 *мм*^{2}. Основные характеристики контактных проводов приведены в табл. 11.

Таблица 11

Основные характеристики медных контактных проводов

Показатели	Сечение провода в *мм*^{2}		
	100	85	80
Вес 1 *пог. м* провода в *кг*	0,89	0,76	0,71
Электрическое сопротивление 1 *км* провода при +20°С в *ом* не более	0,179	0,211	0,223
Температурный коэффициент изменения сопротивления	0,0038	0,0038	0,0038

На главных путях перегонов и станций обычно применяется контактный провод сечением 100 *мм*^{2}.

В процессе эксплуатации контактные провода постепенно истираются токоснимающими вставками токоприемников. Уменьшение площади их поперечного сечения в среднем может достигать 25%, что приводит к соответствующему увеличению сопротивления проводов.

Для экономии меди над станционными путями может быть применен биметаллический контактный провод, состоящий из стального сердечника, покрытого слоем меди. Проводятся опыты по применению стале-алюминиевого контактного провода, у которого нижняя (контактная) часть выполнена из стали.

В качестве несущих тросов цепной подвески применяются медные, бронзовые и биметаллические провода и стальные тросы.

Медные провода применяются на главных путях перегонов и станций дорог постоянного тока, когда необходимо обеспечить бóльшую проводимость контактной сети. Медные провода обладают хорошей сопротивляемостью атмосферной коррозии и на линиях, расположенных в гололедных районах, обеспечивают возможность плавления гололеда электрическим током. Наиболее часто в качестве несущего троса используются медные провода сечением 120 *мм*^{2}.

Основные характеристики медных проводов, применяемых в устройствах контактной сети, приведены в табл. 12.

Бронзовые провода имеют более высокую механическую прочность, что позволяет повысить натяжение в несущем тросе и соответственно снизить высоту цепной подвески, улучшить ее ветроустойчивость и увеличить длину пролета. Недостатком бронзовых проводов является их большее электрическое сопротивление. Бронзовые провода обычно изготовляют средней и высокой прочности. Первые из них имеют проводимость около 60% проводимости меди и сопротивление разрыву около 55 *кг/мм*^{2}, а вторые — 40% проводимости меди и сопротивление разрыву примерно 65 *кг/мм*^{2} (сопротивление разрыву медных проводов составляет около 39 *кг/мм*^{2}).

Таблица 12

Основные характеристики медных голых проводов

Номинальное сечение в *мм*^{2}	Количество проволок, умноженное на диаметр в *мм*	Расчетный диаметр провода в *мм*	Электрическое сопротивление в *ом/км*	Примерный вес 1 *пог. м* провода в *кг*	Температурный коэффициент изменения сопротивления
70	19×2,14	10,6	0,28	0,613	0,0038
95	19×2,49	12,6	0,20	0,838	
120	19×2,80	14,0	0,158	1,060	

На дорогах однофазного переменного тока, а также на второстепенных путях дорог постоянного тока, где не требуется высокая проводимость несущего троса, находят применение биметаллические провода и стальные тросы.

Биметаллические провода свиты из проволоки, которая имеет стальную сердцевину и медную оболочку. Провода этого типа обладают той же сопротивляемостью атмосферной коррозии, что и медные, а их сопротивление разрыву составляет около 75 *кг/мм*^{2}. Согласно ГОСТу 4775—49 голые биметаллические провода марки БМ имеют сечения 25; 50; 70 и 95 *мм*^{2}.

Основные данные биметаллических проводов приведены в табл. 13.

Таблица 13

Основные характеристики биметаллических проводов

Номинальное сечение в *мм*^{2}	Количество проволок, умноженное на диаметр в *мм*	Расчетный диаметр провода в в *мм*	Электрическое сопротивление в *ом/км*	Примерный вес 1 *пог. м* провода в *кг*
70	19×2,2	11,0	0,67	0,60
95	19×2,5	12,5	0,57	0,77

Стальной трос применяется также в поддерживающих конструкциях контактной сети (опоры с гибкими поперечинами, оттяжки опор и т. д.). Для защиты стального троса от атмосферной коррозии применяют оцинкованную проволоку при изготовлении и за-

тем покрывают трос (после монтажа) специальной антикоррозийной смазкой.

В качестве усиливающих применяются медные и алюминиевые провода. Эти провода используют также для воздушных питающих линий.

Наиболее часто для этой цели применяют многопроволочные алюминиевые провода сечением 150 и 185 *мм*². Основные данные алюминиевых проводов, выпускаемых нашей промышленностью и используемых в устройствах контактной сети, приведены в табл. 14.

Таблица 14

Основные характеристики алюминиевых голых проводов

Номинальное сечение в *мм*²	Количество проволок, умноженное на диаметр в *мм*	Расчетный диаметр провода в *мм*	Электрическое сопротивление в *ом/км*	Примерный вес 1 *пог. м* провода в *кг*	Температурный коэффициент изменения сопротивления
120	19×2,80	14,0	0,27	0,323	0,0039
150	19×3,19	15,8	0,21	0,401	
185	19×3,54	17,4	0,17	0,496	

Алюминиевые провода достаточно хорошо противостоят атмосферной коррозии.

Для изготовления струн применяют голый гибкий медный провод сечением 10 *мм*² или биметаллическую проволоку. Для поперечных электрических соединителей применяют голый гибкий медный провод марки МГГ сечением 50; 70 и 95 *мм*².

Приведенные выше данные по сопротивлению проводов различных типов соответствуют температуре +20°С. Сопротивление при температуре t, отличной от +20°С, определяется по уравнению (14).

На железнодорожном транспорте применяют рельсы различного типа. В табл. 15 приведены некоторые данные рельсов, которые применяются на наших железных дорогах.

Таблица 15

Вес, площадь поперечного сечения и сопротивление нового сплошного одиночного рельса

Тип рельса	Вес 1 *пог. м* рельсов в *кг*	Площадь поперечного сечения в *мм*²		Сопротивление сплошной рельсовой нити постоянному току r_p при температуре 20°С
		фактическая	в медном эквиваленте	
Р75	75	9 700	810	0,0218
Р65	65	8 290	690	0,0254
Р50	50	6 450	540	0,0325
Р43 (быв. I-а)	43	5 570	470	0,0378
Р38 (быв. II-а)	38	4 910	410	0,0428

Данные табл. 15 соответствуют новым рельсам. В процессе эксплуатации допускается их износ до 10% площади поперечного сечения, следовательно, электрическое сопротивление рельсов может в связи с этим соответственно увеличиться.

Параметры тяговой сети при электрической тяге на постоянном токе. При электрической тяге на постоянном токе для выполнения электрических расчетов необходимо знать сопротивление тяговой сети. Обычно исходным параметром является сопротивление 1 *км* тяговой сети (r). В этом случае сопротивление участка тяговой сети длиной l равно lr.

Полное сопротивление 1 *км* тяговой сети r равно сопротивлению 1 *км* контактной сети $r_к$ и сопротивлению 1 *км* рельсовой сети $r_р$. Таким образом,

$$r = r_к + r_р \ ом/км. \tag{41}$$

Проводимость контактной сети $\frac{1}{r_к}$ определяется как сумма проводимостей ее отдельных проводов, соединенных параллельно (контактных проводов, вспомогательного провода, несущего троса и усиливающих проводов).

В табл. 16 приведены данные о сопротивлении 1 *км* контактной сети для случаев, наиболее часто встречающихся на практике, при этом принято, что контактные провода не имеют износа.

Таблица 16

Сопротивление 1 *км* контактной сети

Характеристика контактной сети			Сопротивление ($r_к$) контактной сети в *ом/км* (при +20°С)	Провод контактной подвески, ограничивающий ток по условиям нагрева	Наибольший допустимый по условиям нагрева ток при длительном его протекании в *а* при температуре окружающего воздуха +40°С
контактный провод	несущий трос	усиливающие провода			
ТФ85	С70	—	0,188	ТФ85	620
ТФ85	БМ70	—	0,1605	ТФ85	740
ТФ100	БМ95	—	0,1361	ТФ100	830
ТФ100	М95	—	0,0945	ТФ100	1 170
ТФ100	М120	—	0,0839	М120	1 290
2×ТФ100	М120	—	0,0571	М120	1 900
2×ТФ100	М120	А185	0,0428	А185	2 280
2×ТФ100	М120	2×А185	0,0342	А185	2 860
2×ТФ100	М95	—	0,0618	ТФ100	1 790
2×ТФ100	М95	А185	0,0453	А185	2 160
2×ТФ100	М95	2×А185	0,0358	А185	2 740
2×ТФ100	БМ95	—	0,0773	ТФ100	1 440
2×ТФ100	БМ95	А185	0,0532	А185	1 830
2×ТФ100	БМ95	2×А185	0,0405	А185	2 410

Сопротивление 1 *км* рельсовой сети $r_р$ может быть найдено из соотношения

$$r_p = \frac{\kappa r'_p}{N}, \qquad (42)$$

где r'_p — сопротивление сплошной рельсовой нити в *ом/км* (табл. 15);

κ — коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления рельсовой нити вследствие наличия стыков;

N — число параллельно соединенных рельсовых нитей.

Коэффициент κ при применении приварных электрических соединителей обычно принимается равным 1,2. На однопутных линиях число параллельно соединенных рельсовых нитей $N = 2$, а на двухпутных $N = 4$.

Шунтирующее действие грунта при определении сопротивления рельсовой сети r''_p может быть учтено умножением r_p на коэффициент κ_p, меньший единицы. Таким образом,

$$r''_p = \kappa_p r_p \ \ом/км. \qquad (43)$$

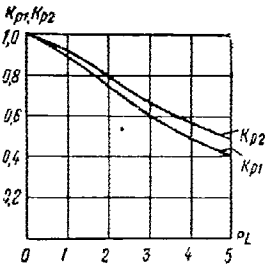


Рис. 145. Кривые для определения коэффициента κ_p

Коэффициент κ_p может быть найден по кривым рис. 145. По горизонтальной оси отложено произведение pL, где p — величина, характеризующая утечку тока с рельсов в грунт, а L — длина участка при одностороннем питании и половина расстояния между подстанциями при двустороннем питании в *км*.

Характеристика утечки p определяется из следующего соотношения:

$$p = \sqrt{\frac{r_p}{r_n}}, \qquad (44)$$

где r_n — переходное сопротивление 1 *км* рельсового пути.

Величина r_n для однопутной линии изменяется от 0,25 до 10 *ом·км* и может достигать еще бóльших величин при замерзшем основании.

На рис. 145 даны две кривые для определения значений коэффициента κ_p. Нижнюю кривую κ_{p1} используют для нахождения сопротивления рельсовой сети при определении потери напряжения в конце участка при одностороннем питании и в точке токораздела при двустороннем питании; верхнюю кривую κ_{p2} — при определении средней потери напряжения и потерь мощности.

Параметры тяговой сети при электрической тяге на переменном токе. При электрической тяге на переменном токе в расчетах учитывают активное и индуктивное сопротивление тяговой сети. Активной и реактивной проводимостью тяговой сети, так же как и при расчете воздушных линий электропередачи напряжением до 35 *кв*, обычно пренебрегают.

Разница между активным сопротивлением проводов контактной сети при переменном токе частотой 50 *гц* и омическим незначительна и ею можно пренебречь. Поэтому активное сопротивление проводов контактной сети при переменном токе принимают равным омическому их сопротивлению при постоянном токе.

Иначе обстоит дело с активным сопротивлением рельсовой сети. Активное ее сопротивление во много раз больше, чем омическое, вследствие большого сечения рельсов и магнитных свойств рельсовой стали. Например, при переменном токе частотой 50 *гц* сопротивление рельсов в 5—7 раз больше, чем при постоянном токе.

Активное сопротивление одиночного рельсового пути (однопутный участок) r_{ap} при переменном токе приближенно может быть найдено из следующего соотношения:

$$r_{ap} = \frac{0{,}75}{G_p} + 0{,}5\,(G_p f + 3{,}7 n_c)\,10^{-4}\ \text{ом/км}, \qquad (45)$$

где G_p — вес рельса в *кг/м*;

f — частота переменного тока в *гц*;

n_c — количество стыков на 1 *км* пути.

Например, при частоте 50 *гц* и длине рельса 25 *м* ($n_c = 40$) для рельсов весом $G_p = 43$ *кг/м* активное их сопротивление на однопутном участке будет

$$r_{ap} = \frac{0{,}75}{43} + 0{,}5\,(43 \cdot 50 + 3{,}7 \cdot 40)\,10^{-4} = 0{,}132\ \text{ом/км}.$$

При постоянном токе омическое сопротивление рельсов в данном случае равно 0,02 *ом/км*, т. е. в 6,6 раза меньше.

При электрической тяге на переменном токе имеет место значительная утечка тяговых токов в грунт. Проводимость рельсы — грунт изменяется в широких пределах в зависимости от атмосферных условий. В связи с этим сопротивление тяговой сети не остается постоянным.

Индуктивное сопротивление тяговой сети при переменном токе обусловлено самоиндукцией и взаимоиндукцией отдельных элементов контактной и рельсовой цепей. Величина индуктивного сопротивления тяговой сети в основном определяется расположением проводов контактной сети и рельсов и в малой степени зависит от сечения проводов.

Под параметрами или постоянными тяговой сети переменного тока подразумевают полное сопротивление z_n, активное сопротивление r_a и индуктивное сопротивление x петли «провода контактной сети — рельсы», отнесенные к одному километру линии. Полное сопротивление z_n равно геометрической сумме активного сопротивления r_a и индуктивного сопротивления x, т. е.

$$z_n = \sqrt{r_a^2 + x^2}\ \text{ом/км}. \qquad (46)$$

При расчетах необходимо также знать величину фазового угла тяговой сети переменного тока φ_c, который может быть найден исходя из приведенных выше параметров

$$\operatorname{tg}\varphi_c = \frac{x}{r_a}. \qquad (47)$$

Параметры тяговых сетей переменного тока могут быть найдены расчетным путем. Хорошо согласуются с опытными данными значения параметров, найденные расчетным путем по методике, предложенной Парфеновым (МИИТ). Однако этот метод довольно сложен и поэтому подробно не рассматривается.

В табл. 17 приведены значения параметров тяговой сети переменного тока 50 *гц* для ряда наиболее типичных случаев по разным источникам.

Таблица 17

Параметры тяговой сети переменного тока 50 *гц*

Характеристика контактной сети		Число путей	$z_п$ в *ом/км*	r_a в *ом/км*	x в *ом/км*	φ_c	Примечания
Контактный провод	Несущий трос						
ТФ100	БМ95	1	0,485	0,195	0,444	66°18′	Экспериментальные данные. Рельсы Р43
ТФ100	БМ95	2	0,317	0,122	0,29	67°23′	С учетом проводимости земли. Расчетные данные параллельного соединения путей. Рельсы Р43
ТФ100	БМ95	2	0,32	0,133	0,291	65°26′	Без учета проводимости земли. Расчетные данные параллельного соединения путей. Рельсы Р43
ТФ100	Бронза 50	1	0,512	0,22	0,46	64°26′	Холлентальская линия (Западная Германия)
ТФ100	С50	1	0,592	0,22	0,55	68°10′	Расчетные данные (Венгрия)
ТФ100	С50	2	0,351	0,12	0,33	70°02′	Параллельное соединение путей на двухпутном участке
ТФ100	С70	1	0,578	0,242	0,525	65°15′	
ТФ100	М95	1	0,442	0,142	0,417	71°13′	

Вопросы для повторения

1. Как определяется сопротивление тяговой сети при электрической тяге на постоянном токе?
2. Параметры тяговой сети на переменном токе.

3. МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА, ОСНОВАННЫЙ НА ГРАФИКЕ ДВИЖЕНИЯ ПОЕЗДОВ

Общие принципы метода. Метод электрического расчета, основанный на графике движения поездов, был предложен еще в конце прошлого столетия, в начальный период применения электриче-

ской тяги, и в дальнейшем были внесены лишь незначительные усовершенствования в этот метод. Метод заключается в том, что определение требуемых величин производится последовательно для ряда моментов времени исходя из заданного графика движения поездов и кривых потребления тока каждым из них. На основании результатов таких расчетов строят график изменения интересующей величины (нагрузки питающей линии, потери мощности в контактной сети, потери напряжения на токоприемнике и т. д.) в зависимости от времени. На основании этих графиков могут быть найдены максимальные, средние или среднеквадратичные значения интересующих величин в течение рассматриваемого периода времени.

Преимуществом такого метода является возможность для заданного графика движения поездов и кривых изменения тока, потребляемого поездами каждого типа при движении их по участку, наиболее точно определить все величины, установление которых необходимо при проектировании и эксплуатации устройств энергоснабжения. Результаты расчетов при применении этого метода получаются весьма наглядными.

При применении метода расчета, основанного на графике движения поездов, в процессе проектирования требуется осуществить выбор расчетного графика, который был бы характерен для заданных размеров движения, скорости и веса поездов.

При проектировании электрификации железнодорожных линий подобный расчетный график движения поездов на перспективу можно установить лишь приближенно. Поэтому обычно практически не может быть реализована та большая точность результатов расчета, которую принципиально позволяет получить данный метод при заданном графике движения поездов. Этот метод требует значительной затраты времени на производство электрических расчетов, особенно при определении средних значений расчетных величин в течение длительного периода времени. В связи с этим метод электрического расчета, основанный на графике движения поездов, практически используется не так часто главным образом для определения максимальных значений расчетных величин.

При применении метода, основанного на графике движения, для расчета тяговой сети данного участка берут из графика движения поездов всего электрифицированного участка часть, соответствующую рассматриваемому участку питания, и для удобства расчетов располагают обычно на одном чертеже с кривыми тока, потребляемого различными поездами, как это показано на рис. 146 (однопутный участок с моторвагонной тягой).

На графике движения поездов по горизонтали отложено время в минутах, а по вертикали — пройденный путь в километрах. Кривые потребляемого тока расположены таким образом, что по горизонтали отложены значения тока, а по вертикали — пройденный путь. Масштабы пути при построении графика движения поездов и кривых потребляемого тока должны быть одинаковыми,

а начальные точки пути совпадать между собой. Кривые потребления тока и движения поездов на графике показаны сплошными линиями для поездов, следующих в одном направлении, и пунктирными линиями для поездов другого направления.

Если на участке обращаются поезда различного типа (грузовые разного веса, пассажирские и т. д.), то для каждого типа поезда строится своя кривая изменения потребляемого тока.

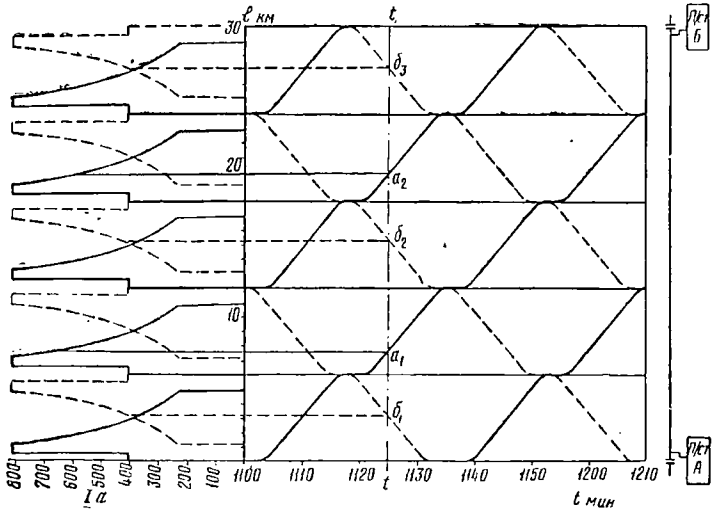


Рис. 146. График движения поездов и кривые потребляемого тока

Для установления месторасположения нагрузок (поездов) на участке питания контактной сети в какой-либо момент времени проводят вертикальную прямую $t—t_1$. Точки пересечения этой прямой с кривыми движения поездов на графике определяют месторасположение каждого поезда на участке питания в данный момент времени (точки $а_1$ и $а_2$ — поездов прямого направления и точки $б_1$, $б_2$ и $б_3$ — поездов обратного направления). Проводя горизонтальные прямые через каждую из указанных точек до пересечения с кривой тока, потребляемого поездом какого-либо типа, получаем для каждого поезда величину тока нагрузки в определенный момент времени. На основании полученных данных о месторасположений и величине нагрузки для каждого поезда, находящегося на участке питания, может быть построена мгновенная схема расположения и величин нагрузок, приведенная на рис. 147. Пользуясь этой схемой, можно определить для рассматриваемого момента времени все величины, необходимые для электрического расчета (величина тока в питающей линии, потеря мощности в проводах контактной сети, величина напряжения на токоприемнике любого поезда и т. д.).

Если сечения графика производят через достаточно малые интервалы времени, то получают необходимое количество точек для построения кривых изменения интересущих величин в зависимости от времени.

Таким образом, используя метод сечения графика, задачу определения той или иной величины при изменяющихся месторасположении и величине нагрузок можно свести к решению ряда задач, в каждой из которых величина и месторасположение нагрузок неизменны.

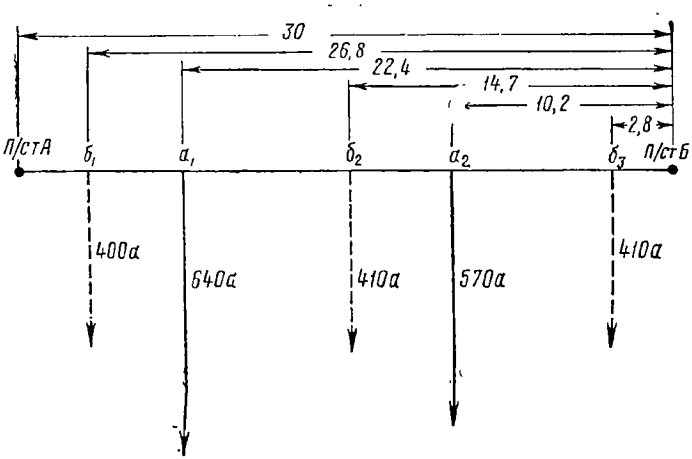


Рис. 147. Мгновенная схема расположения и величин нагрузок

Точность расчета в значительной мере зависит от того, как выбраны моменты времени, в которые производится сечение графика. При проведении расчетов на практике часто сечение графика производят через достаточно малые одинаковые промежутки времени. Этот метод расчета известен под названием м е т о д а р а в н о м е р н о г о с е ч е н и я г р а ф и к а. Точность получаемых результатов тем выше, чем меньше приняты интервалы времени, через которые производят сечение графика. Обычно величину этих интервалов времени принимают 1 — 2 *мин* для дорог с электровозной тягой и 0,5—1 *мин* — для пригородных дорог с моторвагонной тягой. Равномерное сечение графика позволяет упростить расчеты и снизить затраты времени на их выполнение, особенно при расчетах проводов контактной сети на нагревание.

Недостатком метода равномерного сечения графика является то, что точки, в которых происходит резкое изменение нагрузок, потребляемых отдельными поездами (включение или переключение тяговых двигателей), как правило, не совпадают с точками сечения графика. Это несколько снижает точность получаемых результатов, особенно при определении максимальных величин. Более точные результаты могут быть получены, если сечение графика

производить не через одинаковые промежутки времени, а по характерным точкам, т. е. точкам, в которых происходит резкое изменение нагрузки, как показано на рис. 148. Такой способ расчета называют методом характерных сечений графика движения.

В этом случае на кривых изменения тока, потребляемого каждым поездом, предварительно отмечают все точки, в которых происходит резкое изменение тока нагрузки. Проводя горизонтальные линии через эти точки до пересечения с кривыми движения на графике, соответствующими данному типу поезда, получают точки, по которым необходимо производить сечение графика.

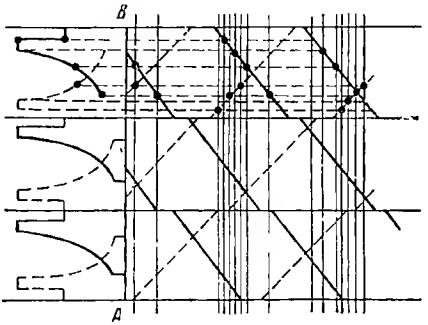


Рис. 148. Сечение графика движения поездов по характерным точкам кривых изменения тока

Таким образом, в сечение графика попадают все точки, в которых происходит резкое изменение нагрузки. Во многих из этих точек ток, потребляемый поездом, мгновенно изменяет свое значение, т. е. ток нагрузки поезда до и после этого момента времени имеет разные значения. Для правильного учета этого обстоятельства при проведении расчетов строят для таких сечений графика две схемы нагрузок. Месторасположение нагрузок в обеих схемах одинаково, но в первой из них — для поезда, у которого в данной точке происходит резкое изменение потребляемого тока, величина последнего принимается равной значению тока до рассматриваемого момента времени, а во второй — после этого момента времени. Определение тока нагрузки питающей линии, потери напряжения до токоприемника того или иного поезда и т. п. производится как для одной, так и для другой схемы нагрузок. Результаты расчета по первой схеме дают значение интересующей нас величины непосредственно до рассматриваемого момента времени, а по второй схеме — после этого момента времени.

На рис. 149 для сравнения показаны графики изменения тока питающей линии для одного и того же случая, которые получены при равномерном сечении графика (пунктирная линия) и сечении графика по характерным точкам (сплошная линия).

Таким образом, производя сечения графика тем или иным способом, получают схемы нагрузок, которые определяют их месторасположение и величину в каждый рассматриваемый момент времени.

Ниже даны способы определения этих величин для различных схем питания контактной сети.

Расчет мгновенных схем. Одностороннее питание. На рис. 150 показана в общем виде мгновенная схема расположения и величины нагрузок при одностороннем питании контактной сети. Ток, потребляемый каждым поездом, обозначен буквой I с соответствующим индексом. Эти индексы указывают на порядковый номер расположения данной нагрузки поезда, считая от пи-

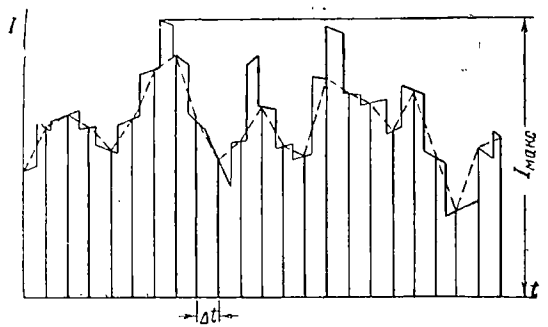


Рис. 149. Графики изменения тока нагрузки: пунктирная линия — при равномерном сечении графика; сплошная линия — по характерным точкам

тающей тяговой подстанции. Общее количество нагрузок на участке питания обозначено через n. Через $I_к$ обозначен ток нагрузки любого поезда, находящегося в данный момент на участке питания, т. е. $к$ может иметь любое целое значение от 1 до n. Расстоя-

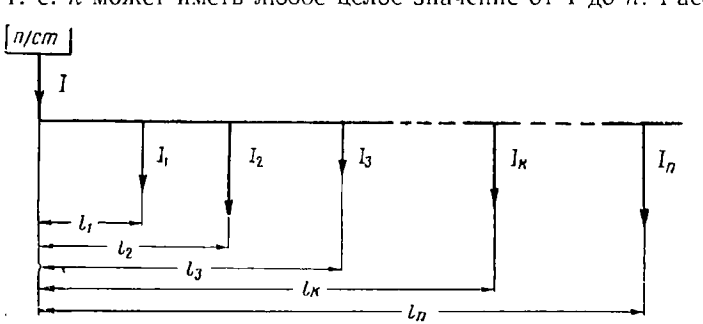


Рис. 150. Мгновенная схема расположения и величины нагрузок при одностороннем питании

ние нагрузки от подстанции обозначено через l с тем же индексом, который имеет данная нагрузка, т. е. расстояние от подстанции нагрузки I_1 равно l_1, и т. д.

Величина тока, протекающего по проводам питающей линии, в рассматриваемом случае равна сумме токов всех нагрузок, т. е.

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \ \ldots \ + I_n,$$

или

$$I = \sum_{i=1}^{i=n} I_i.$$

Определим потерю напряжения до токоприемника поезда $к$.

Потеря напряжения до токоприемника поезда $к$ является суммой потерь напряжения в тяговой сети от подстанции до точки расположения поезда $к$, вызываемых токами, потребляемыми всеми поездами, находящимися в данный момент времени на участке питания. Определим вначале потерю напряжения до токоприемника поезда $к$, вызываемую токами нагрузки всех поездов, которые находятся на участке между тяговой подстанцией и поездом $к$, включая и последний. Эта потеря напряжения равна

$$\Delta U'_к = rl_1 I_1 + rl_2 I_2 + \ \dots \ + rl_к I_к = r \sum_{i=1}^{i=к} l_i I_i, \qquad (а)$$

где r — сопротивление 1 *км* проводов контактной сети и рельсового пути.

Сопротивление 1 *км* тяговой сети r в уравнении (а) вынесено за знак суммы, так как предполагаем, что это сопротивление одинаково на всем протяжении участка.

Величина потери напряжения до токоприемника поезда $к$ от токов, потребляемых поездами, расположенными вправо от поезда $к$, очевидно, будет

$$\Delta U''_к = rl_к \sum_{i=к+1}^{i=n} I_i. \qquad (б)$$

Общая потеря напряжения до токоприемника поезда

$$\Delta U_к = \Delta U'_к + \Delta U''_к,$$

т. е.

$$\Delta U_к = r \left[\sum_{i=1}^{i=к} l_i I_i + l_к \sum_{i=к+1}^{i=n} I_i \right]. \qquad (48)$$

Имея мгновенную схему нагрузок, по уравнению (48) можно определить потери напряжения до токоприемника любого поезда, находящегося на участке питания.

При одностороннем питании наибольшая потеря напряжения будет иметь место до токоприемника электровоза поезда, который наиболее отдален от тяговой подстанции, т. е. при $к = n$. В этом случае последний член правой части уравнения (48) обращается в нуль и

$$\Delta U_{макс} = r \sum_{i=1}^{i=n} l_i I_i. \qquad (49)$$

По уравнению (48) может быть найдено изменение потери напряжения до токоприемника любого электровоза поезда при дви-

жении его по участку питания или по отдельному перегону. В этом случае последовательно для каждой мгновенной схемы нагрузок по уравнению (48) определяют потерю напряжения до токоприемника данного поезда и на основании полученных результатов строят кривую изменения потери напряжения в интересующем нас интервале времени.

Определим потерю мощности в тяговой сети. Предположим, что напряжение на шинах тяговой подстанции не меняется и равно U. Мощность $P_п$, отдаваемая тяговой подстанцией, определяется из следующего соотношения:

$$P_п = \sum_{i=1}^{i=n} UI_i. \qquad (а)$$

Если обозначить через U_i — напряжение на токоприемнике поезда i и ΔU_i — потерю напряжения до токоприемника этого поезда, то $U_i = U - \Delta U_i$. Мощность $P_с$, потребляемая всеми поездами, находящимися на участке питания, очевидно, будет равна

$$P_с = \sum_{i=1}^{i=n} U_i I_i = \sum_{i=1}^{i=n} (U - \Delta U_i) I_i. \qquad (б)$$

Мощность ΔP, теряемая в тяговой сети, равна разности между мощностью, отдаваемой тяговой подстанцией, и мощностью потребляемой поездами, находящимися на участке питания в данный момент времени, следовательно,

$$\Delta P = P_п - P_с = \sum_{i=1}^{i=n} UI_i - \sum_{i=1}^{i=n} (UI_i - \Delta U_i I_i) = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_i I_i. \qquad (50)$$

Таким образом, для определения потери мощности в тяговой сети необходимо найти для каждого электровоза поезда произведение потери напряжения на его токоприемнике на потребляемый этим поездом ток, а затем просуммировать эти произведения для всех поездов. Предварительно необходимо определить для каждого поезда потерю напряжения до его токоприемника по уравнению (48). Если требуется найти потерю мощности только в проводах контактной сети, то в уравнение (50) необходимо подставлять величину потери напряжения только в них. Потеря напряжения в проводах контактной сети до токоприемника данного поезда может быть определена по уравнению (48), если вместо r подставить $r_к$ (сопротивление 1 *км* проводов контактной сети).

Уравнение (50) справедливо для всех схем питания контактной сети, в частности для схем двустороннего и узлового питания, которые будут рассмотрены ниже.

Пример. Требуется определить для мгновенной схемы нагрузок, которая показана на рис. 151, *а* величину тока в питающей линии, потерю напряжения до токоприемника каждого поезда и потерю мощности в тяговой сети и в проводах контактной сети. Сопротивление тяговой сети $r = 0{,}0889$ *ом/км*, а сопротивление проводов контактной сети $r_к = 0{,}0655$ *ом/км* (участок однопутный, рельсы Р43, несущий трос М120 и 2 контактных провода сечением 100 *мм*^{2}, имеющих износ 20%).

Определим величину тока в питающей линии тяговой подстанции:

$$I = \sum_{i=1}^{i=n} I_i = 900 + 300 + 200 + 400 = 1\,800 \text{ а}.$$

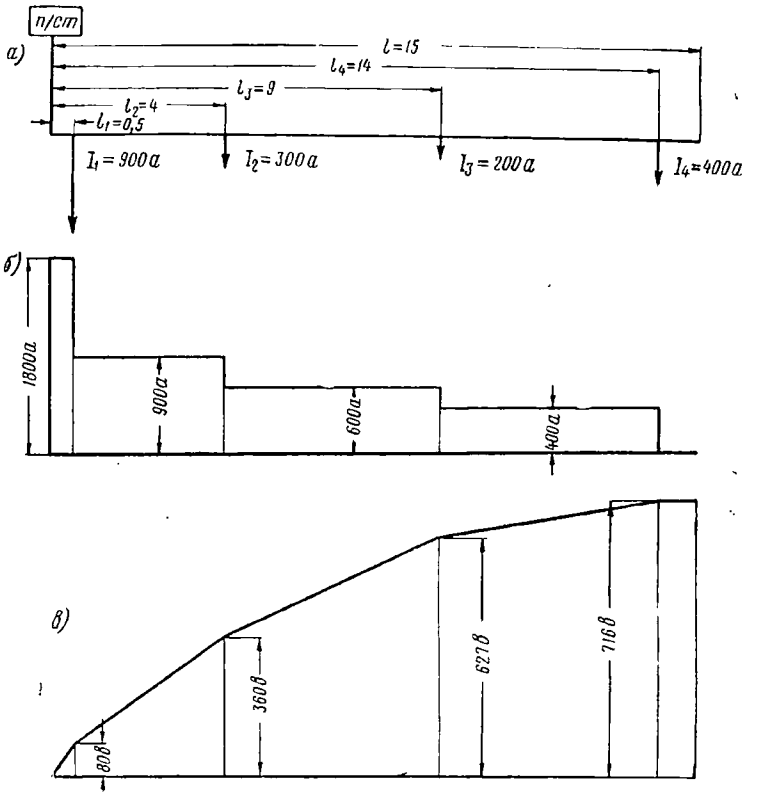


Рис. 151. Мгновенная схема расположения нагрузок при одностороннем питании, диаграммы изменения токов и потерь напряжения в сети (к примеру)

Определяем потерю напряжения в тяговой сети до токоприемника каждого поезда:

$$\Delta U_1 = 0{,}0889 \cdot 0{,}5 \cdot 1\,800 = 80 \text{ в};$$
$$\Delta U_2 = 0{,}0889\,(0{,}5 \cdot 900 + 4 \cdot 900) = 360 \text{ в};$$
$$\Delta U_3 = 0{,}0889\,(0{,}5 \cdot 900 + 4 \cdot 300 + 9 \cdot 600) = 627 \text{ в};$$
$$\Delta U_4 = 0{,}0889\,(0{,}5 \cdot 900 + 4 \cdot 300 + 9 \cdot 200 + 14 \cdot 400) = 716 \text{ в}.$$

Аналогичным путем получаем потерю напряжения в проводах контактной сети до токоприемника каждого поезда:

$$\Delta U_{к1} = 59 \text{ в};$$
$$\Delta U_{к2} = 265 \text{ в};$$

$$\Delta U_{к3} = 462 \text{ в};$$

$$\Delta U_{к4} = 527 \text{ в}.$$

Определяем потерю мощности в тяговой сети

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{i=n} U_i I_i = (80 \cdot 900 + 360 \cdot 300 + 627 \cdot 200 + 716 \cdot 400)\, 10^{-3} = 592 \text{ квт}.$$

Определяем потерю мощности в проводах контактной сети

$$\Delta P_к = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_{кi} I_i = (59 \cdot 900 + 265 \cdot 300 + 462 \cdot 200 + 527 \cdot 400)\, 10^{-3} =$$

$$= 436 \text{ квт}.$$

На рис. 151, *б* для рассматриваемого случая показана диаграмма изменения тока, протекающего по проводам контактной сети, а на рис. 151, *в* — диаграмма изменения потери напряжения в тяговой сети. Потеря напряжения между точками приложения нагрузок изменяется по линейному закону.

Двустороннее питание. Мгновенная схема нагрузок для случая двустороннего питания в общем виде показана на рис. 152. Обозначение токов, потребляемых отдельными поездами, и расстояний их от одной из тяговых подстанций принято то же, что и в случае одностороннего питания.

Определим величину тока, протекающего по питающим линиям подстанций *А* и *Б*. Предположим, что величина выпрямленного напряжения на шинах обеих тяговых подстанций одинакова. Рассмотрим, каким образом ток $I_к$, потребляемый поездом *к*, распределяется между подстанциями *А* и *Б* в случае, если на участке питания находится только этот поезд.

Обозначим ток от нагрузки $I_к$, приходящийся на подстанцию *А*, через $I_{кА}$, а на подстанцию *Б* через $I_{кБ}$. Очевидно, что сумма токов $I_{кА}$ и $I_{кБ}$ равна току, потребляемому поездом $I_к$, следовательно,

$$I_к = I_{кА} + I_{кБ}. \tag{51}$$

Потери напряжения в проводах контактной сети от токоприемника поезда *к* до подстанций *А* и *Б* равны между собой, таким образом.

$$I_{кА}\,(l - l_к)\, r = I_{кБ}\, l_к\, r. \tag{52}$$

Определяя из уравнений (51) и (52) $I_{кА}$ и $I_{кБ}$, получаем:

$$\left.\begin{aligned} I_{кА} &= I_к \frac{l_к}{l}; \\ I_{кБ} &= I_к \frac{l - l_к}{l}. \end{aligned}\right\} \tag{53}$$

При наличии нескольких нагрузок на участке питания общий ток подстанции $А$ или $Б$ определяется как сумма токов, приходящихся на данную подстанцию от каждой из нагрузок. Следовательно, при наличии n нагрузок на участке питания общий ток $I_А$ или $I_Б$ может быть найден из следующих соотношений:

$$\left.\begin{aligned} I_А &= \sum_{к=1}^{к=n} I_{кА} = \frac{1}{l}\sum_{к=1}^{к=n} I_к l_к; \\ I_Б &= \sum_{к=1}^{к=n} I_{кБ} = \frac{1}{l}\sum_{к=1}^{к=n} I_к (l - l_к). \end{aligned}\right\} \qquad (54)$$

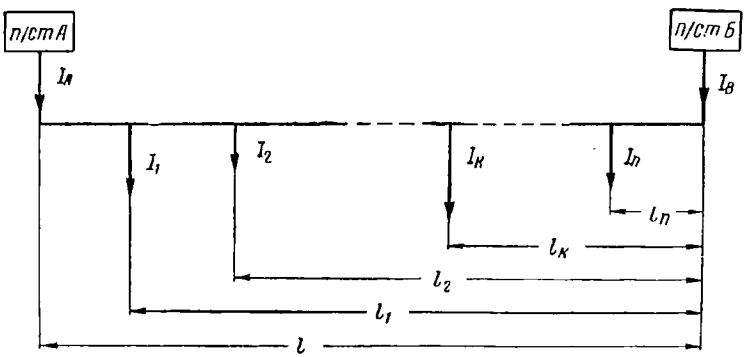


Рис. 152. Мгновенная схема расположения нагрузок при двустороннем питании

Сумма токов, потребляемых поездами, находящимися на участке питания, равна сумме токов нагрузок подстанций $А$ и $Б$, т. е.

$$I = I_А + I_Б. \qquad (55)$$

Таким образом, достаточно определить исходя из схемы расположения и величин нагрузок в данный момент времени ток нагрузки одной из тяговых подстанций, т. е. $I_А$ или $I_Б$, по уравнению (54), а затем найти ток нагрузки для другой тяговой подстанции по уравнению (55), зная общий ток, потребляемый всеми поездами, находящимися на участке питания.

После того как для заданной мгновенной схемы нагрузок определены величины токов $I_А$ и $I_Б$ каждой из питающих тяговых подстанций, может быть легко найдена точка токораздела при двустороннем питании. Для этого, например, из тока нагрузки $I_А$ последовательно вычитают токи I_1, I_2 и т. д., получая при этом величины токов, которые протекают в проводах контактной сети, на участках между точками расположения нагрузок:

1-й и 2-й, 2-й и 3-й и т. д. Вычитание производят до тех пор, пока остаток тока i_{pA} не станет меньше величины тока нагрузки I_p. Месторасположение последней и будет точкой токораздела, т. е. питание данной нагрузки будет происходить частично от подстанции A, а частично от подстанции $Б$. Величина тока, приходящаяся от нагрузки p на подстанцию A, будет равна i_{pA}, а на подстанцию $Б$ $i_{pБ} = I_p - i_{pA}$.

Таким образом, контактная сеть при двустороннем ее питании может быть в точке токораздела разрезана на две части (рис. 153) и расчеты каждой из них можно производить в дальнейшем, как для случая одностороннего питания.

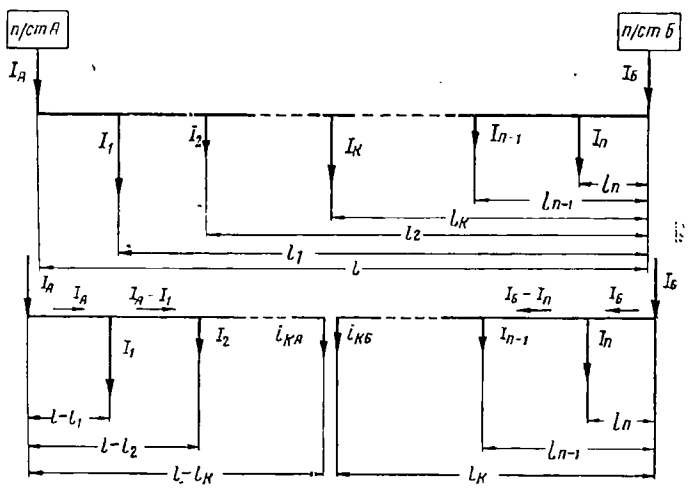


Рис. 153. Схема приведения случая двустороннего питания к случаю одностороннего питания

Это позволяет определить величину потери напряжения до токоприемника электровоза любого поезда при двустороннем питании по уравнению (48), которое выведено для случая одностороннего питания.

Зная потерю напряжения до токоприемника каждого поезда, находящегося на участке питания, по уравнению (50) можно найти потерю мощности в тяговой сети и в проводах контактной сети для заданной мгновенной схемы нагрузок при двустороннем питании.

Приведенные для случая двустороннего питания выводы справедливы при одинаковой величине выпрямленного напряжения на подстанциях. Если величина напряжения неодинакова, то между подстанциями протекает уравнительный ток. Направление уравнительного тока зависит от величины выпрямленного напряжения подстанций.

Предположим, что напряжение на подстанции A равно U_A, а на подстанции $Б - U_Б$ и $U_Б > U_A$. При этом условии от подстанции $Б$ к подстанции A по проводам контактной сети будет протекать уравнительный ток

$$I_{ур} = \frac{U_Б - U_A}{rl}.$$

Нагрузка на подстанцию A в этом случае будет меньше, а на подстанцию $Б$ больше на величину уравнительного тока. Таким образом, нагрузки подстанций A и $Б$ при различном напряжении на их шинах выпрямленного тока согласно уравнению (54) будут:

$$\left.\begin{aligned} I_A &= \frac{1}{l}\sum_{к=1}^{к=n}(I_к l_к) - \frac{U_Б - U_A}{rl}; \\ I_Б &= \frac{1}{l}\sum_{к=1}^{к=n} I_к (l - l_к) + \frac{U_Б - U_A}{rl}. \end{aligned}\right\} \qquad (56)$$

В рассматриваемом случае, так же как и ранее, общий ток нагрузки I будет

$$I = I_A + I_Б. \qquad (57)$$

Зная величину токов I_A и $I_Б$, описанным уже способом может быть найдена точка токораздела и по уравнению (48) определены потери напряжения до токоприемника любого поезда от подстанций A и $Б$ при неодинаковом напряжении на их шинах. Следует отметить, что в данном случае потери напряжения от токоприемника до подстанций A и $Б$ уже не равны между собой. Если обозначить через $U_к$ величину напряжения на токоприемнике, а через ΔU_A и $\Delta U_Б$ — потери напряжения от него до подстанций A и $Б$, то

$$U_к = U_Б - \Delta U_Б = U_A - \Delta U_A,$$

следовательно,

$$U_Б - U_A = \Delta U_Б - \Delta U_A.$$

Таким образом, если $U_Б > U_A$, как это было принято ранее, $\Delta U_Б = \Delta U_A + (U_Б - U_A)$, т. е. потеря напряжения от токоприемника до подстанции $Б$ больше, чем до подстанции A, на величину разности напряжений на шинах этих подстанций.

Приведенные соотношения являются справедливыми и для случая, когда $U_Б < U_A$, но в этом случае разность $U_Б - U_A$ будет отрицательна.

Разность напряжений на шинах тяговых подстанций часто имеет место на практике. В ряде случаев подобное неравенство напряжений устанавливают искусственно для регулирования распределения нагрузок, приходящихся на отдельные тяговые подстанции.

Пример. Требуется определить величину тока в питающих линиях, токораспределение, потерю напряжения до токоприемников и потерю мощности в тяговой сети для мгновенной схемы расположения нагрузок, которая показана на рис. 154, *а*. Напряжение подстанции *А* выше напряжения подстанции *Б*, при этом $U_A - U_Б = 200$ *в*. Сопротивление тяговой сети

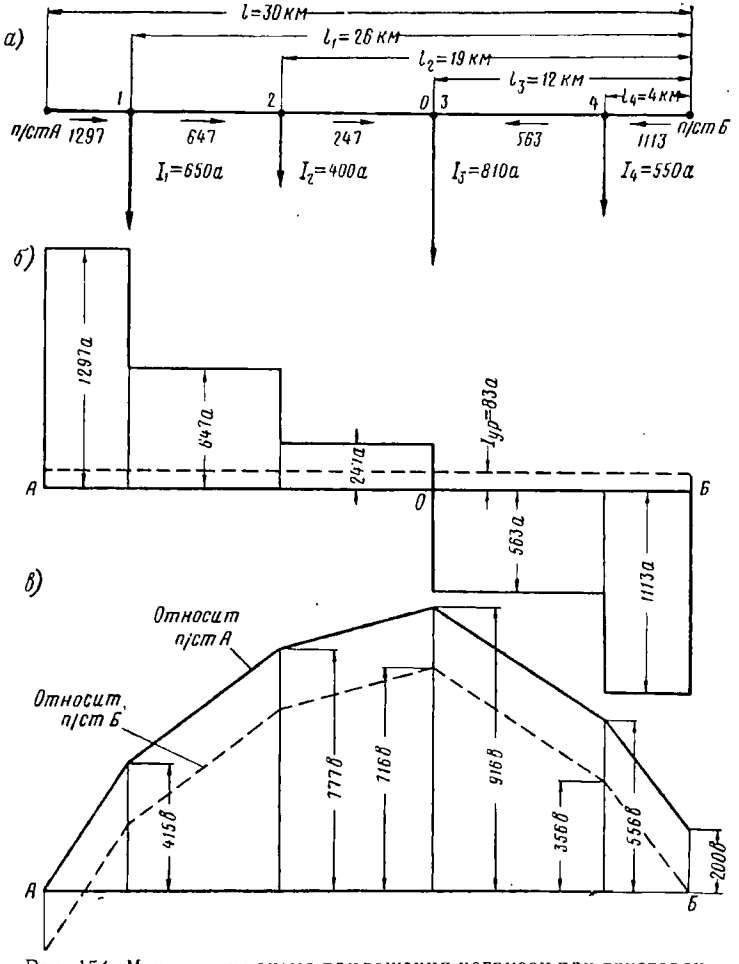


Рис. 154. Мгновенная схема приложения нагрузок при двустороннем питании контактной сети; диаграммы изменения тока и потерь напряжения в сети (к примеру)

$r = 0{,}08$ *ом/км* (контактная подвеска состоит из двух контактных проводов 100 *мм*² и несущего троса М120, рельсы типа Р43).

Определяем суммарный ток нагрузки, потребляемый поездами, находящимся на участке питания

$$I = \sum_{к=1}^{к=n} I_к = 650 + 400 + 810 + 550 = 2\,410\ а.$$

Находим ток в питающей линии подстанции A

$$I_A = \frac{1}{l}\sum_{\kappa=1}^{\kappa=n}(I_\kappa l_\kappa) + \frac{U_A - U_Б}{rl} =$$

$$= \frac{1}{30}(650 \cdot 26 + 400 \cdot 19 + 810 \cdot 12 + 550 \cdot 4) +$$

$$+ \frac{200}{0{,}08 \cdot 30} = 1\,214 + 83 = 1\,297 \text{ } а.$$

Определяем ток в питающей линии подстанции $Б$

$$I_Б = I - I_A = 2\,410 - 1\,297 = 1\,113 \text{ } а.$$

Вычитая из тока нагрузки в питающих линиях последовательно токи, потребляемые отдельными поездами, получаем величины токов в отдельных участках контактной сети и определяем место токораздела. На рис. 154, *а* показаны токи, протекающие в проводах контактной сети на отдельных ее участках, токораздел в данном случае имеет место в точке O. На рис. 154,*б* показана диаграмма изменения тока, протекающего по проводам контактной сети.

Потеря напряжения до токоприемников поездов по отношению к напряжению подстанций A и $Б$ в данном случае будет различна вследствие того, что напряжение на их шинах неодинаково.

Определим потерю напряжения до токоприемников *1*, *2* и *3* поездов по отношению к напряжению подстанции A:

$$\Delta U_{1A} = 0{,}08 \cdot 1\,297\,(30 - 26) = 415 \text{ } в;$$

$$\Delta U_{2A} = 0{,}08\,[650\,(30 - 26) + 647\,(30 - 19)] = 777 \text{ } в;$$

$$\Delta U_{3A} = 0{,}08\,[650\,(30 - 26) + 400\,(30 - 19) + 247\,(30 - 12)] = 916 \text{ } в.$$

Потеря напряжения до токоприемников каждого из этих поездов по отношению к напряжению подстанции $Б$ на 200 *в* меньше полученных значений.

Определим потерю напряжения до токоприемников поездов *4* и *3* по отношению к напряжению подстанции $Б$:

$$\Delta U_{4Б} = 0{,}08 \cdot 1\,113 \cdot 4 = 356 \text{ } в;$$

$$\Delta U_{3Б} = 0{,}08\,(550 \cdot 4 + 563 \cdot 12) = 716 \text{ } в.$$

Потеря напряжения по отношению к напряжению подстанции A будет соответственно больше на 200 *в*.

На рис. 154, *в* показана диаграмма изменения потери напряжения в тяговой сети по отношению к напряжению подстанции A (сплошная линия) и подстанции $Б$ (пунктирная линия).

Находим потери мощности в сети отдельно для каждого участка.

Потеря мощности в тяговой сети на участке от подстанции A до точки O будет

$$\Delta P_{AO} = (415 \cdot 650 + 777 \cdot 400 + 916 \cdot 247)\ 10^{-3} = 806{,}8 \text{ } квт.$$

Потеря мощности в тяговой сети на участке от точки O до подстанции $Б$ будет

$$\Delta P_{OБ} = (356 \cdot 550 + 716 \cdot 563)\ 10^{-3} = 506{,}6 \text{ } квт.$$

Потеря мощности на всем участке тяговой сети $AБ$ будет

$$\Delta P_{AБ} = \Delta P_{AO} + \Delta P_{OБ} = 806{,}8 + 506{,}6 = 1\,313{,}4 \text{ } квт.$$

Часть общей потери мощности $\Delta P_{AБ}$ возникает в тяговой сети вследствие протекания уравнительного тока. Эта потеря мощности в тяговой сети равна

$$\Delta P_{ур} = (83^2 \cdot 0{,}08 \cdot 30)\ 10^{-3} = 16{,}5 \text{ } квт,$$

Узловое питание. Рассмотрим один случай узлового питания тяговой сети, наиболее часто встречающийся на практике — двустороннее питание контактной сети с постом секционирования в средней части участка питания на двухпутной линии. Для этого случая мгновенная схема нагрузок показана на рис. 155. На расстоянии l_c от подстанции A расположен пост секционирования, через который в точке C замыкается контактная сеть обоих путей. Точка C называется узловой точкой схемы.

Контактная сеть каждого из путей питается от подстанций A и $Б$ по самостоятельным линиям. Для того чтобы определить при

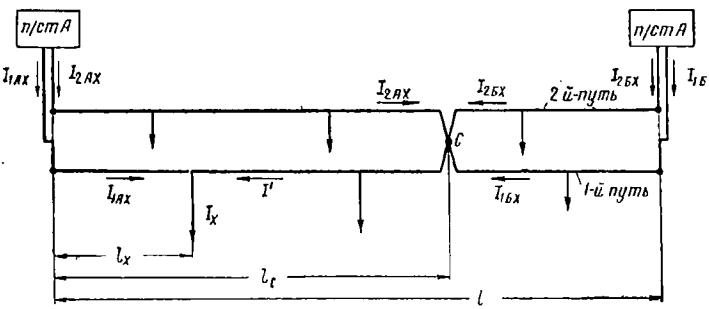


Рис. 155. Узловая схема питания контактной сети (двустороннее питание контактной сети двухпутного участка с постом секционирования)

заданной мгновенной схеме нагрузок величину тока в каждой питающей линии, необходимо просуммировать токи, приходящиеся на данную линию от каждой нагрузки, расположенной на участке питания.

Рассмотрим, как ток, потребляемый одной из нагрузок, например, I_x (см. рис. 155) распределяется между питающими линиями подстанций A и $Б$.

Предположим, что напряжение на шинах выпрямленного тока подстанций A и $Б$ одинаково; сопротивление тяговой сети каждого пути r *ом/км*. Сопротивление проводов питающих линий учитывать не будем, так же как и в случае двустороннего питания. Подобное допущение не вносит существенной ошибки при расчетах устройств энергоснабжения электрических железных дорог, так как в этом случае длина питающих линий невелика по сравнению с расстоянием между тяговыми подстанциями.

Исходя из условия равенства падений напряжений от места расположения нагрузки до точек подсоединения питающих линий тяговых подстанций получаем

$$I_{1Ax} r l_x = I' r \left[l_c - l_x + \frac{l_c (l - l_c)}{l_c + l} \right]. \qquad \text{(а)}$$

Кроме того, имеем

$$I_x = I_{1Ax} + I'. \qquad (б)$$

Исключая из уравнений (а) и (б) I' и делая преобразования, получаем

$$I_{1Ax} = I_x \frac{2l_c l - l_x (l_c + l)}{2l_c l}. \qquad (58)$$

Подставляя значение I_{1Ax} из уравнения (а) в уравнение (б), определяем I':

$$I' = I_x \frac{l_x (l_c + l)}{2l_c l}. \qquad (в)$$

Ток I' в узловой точке C складывается из токов I_{2Ax}, $I_{1Бx}$ и $I_{2Бx}$, при этом $I_{1Бx} = I_{2Бx}$, так как сопротивления участков контактной сети от точки C до точек присоединения питающих линий подстанции $Б$ по первому и второму путям равны между собой. Учитывая, что потенциалы точек присоединения питающих линий подстанций A и $Б$ одинаковы, можно рассматривать при нахождении распределения тока I' между питающими линиями подстанции $Б$ и второго пути подстанции A участки контактной сети от точки C до точек присоединения этих питающих линий как параллельные ветви. Исходя из этого получаем:

$$I_{2Ax} = I' \frac{r\frac{l - l_c}{2}}{rl_c + r\frac{l - l_c}{2}} = I_x \frac{l_x (l - l_c)}{2l_c l}; \qquad (59)$$

$$I_{2Бx} = I_{1Бx} = I' \frac{r\frac{l_c}{2}}{rl_c + r\frac{l - l_c}{2}} = I_x \frac{l_x}{2l} \qquad (60)$$

при $l_c = \frac{l}{2}$ $I_{2Ax} = I_{2Бx} = I_{1Бx}$.

Для каждой нагрузки, расположенной на участке питания, по уравнениям (58), (59) и (60) могут быть найдены токи, приходящиеся на каждую питающую линию подстанций A и $Б$.

Из этих уравнений также следует, что

$$I_x = I_{1Ax} + I_{2Ax} + I_{1Бx} + I_{2Бx}.$$

В рассматриваемом случае определение токов, приходящихся на каждую из питающих линий подстанций A и $Б$, значительно упрощается, если применить графический метод.

Отложим по горизонтали расстояние между тяговыми подстанциями l (рис. 156), а по вертикали величину тока, потребляемого поездом. Для того чтобы было удобно определять величины токов, приходящихся на каждую из питающих линий при любом значении тока, потребляемого поездом, принимаем последнюю за 100%. В этом случае длина отрезков, характеризующая величину тока, приходящегося на какую-либо питающую линию, будет выражаться в процентах от тока, потребляемого поездом.

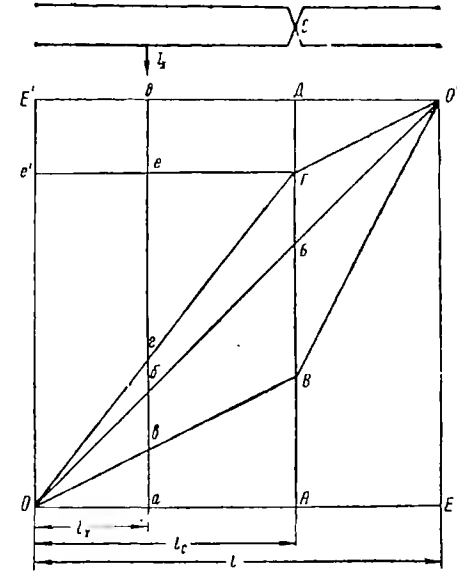


Рис. 156. Номограмма для нахождения распределения токов нагрузки между питающими линиями тяговых подстанций при двустороннем питании контактной сети на двухпутных участках с постом секционирования

Проведем наклонную прямую через точки O и O' и вертикальную линию $АД$ на расстоянии l_c от точки O, где l_c — расстояние от этой точки до поста секционирования. Отрезки $АБ$ и $БД$ разделим на две равные части и соединим точки B и $Г$ прямыми линиями с точками O и O'. Проведем вертикальную линию через точку приложения нагрузки I_x, которая расположена на расстоянии l_x от точки O. Докажем, что отрезок прямой $ад$ наклонными прямыми $ОГ$, $ОБ$ и $ОВ$ рассекается на части $дг$, $гб$, $бв$ и $ва$, пропорциональные токам I_{1Ax}, I_{2Ax}, $I_{1Бx}$ и $I_{2Бx}$, приходящимся от нагрузки I_x на каждую питающую линию.

Согласно принятому условию обозначим длину отрезка $OE' = O'E$ через I_x. Проведем горизонтальную линию через точку $Г$ до пересечения с вертикальной прямой OE'.

Из подобия треугольников $OE'O'$ и $БДO'$ следует, что

$$БД = OE' \frac{l - l_c}{l} = I_x \frac{l - l_c}{l},$$

или

$$БГ = ГД = I_x \frac{l - l_c}{2l}.$$

Из подобия треугольников $OO'E$ и $OБА$ видно, что

$$БА = O'E \frac{l_c}{l} = I_x \frac{l_c}{l},$$

или

$$AB = BБ = I_x \frac{l_c}{2l}.$$

Определим длину отрезка $гд$:

$$гд = гe + eд = гe + ГД.$$

Из подобия треугольников $Oe'Г$ и $geГ$ видно, что

$$гe = Oe' \frac{l_c - l_x}{l_c} = (OE' - ГД) \frac{l_c - l_x}{l_c}.$$

Подставляя полученные значения длин отрезков $ГД$ и $гe$, заменяя OE' через I_x и вынося I_x за скобки, получаем

$$гд = I_x \left[\left(1 - \frac{l - l_c}{2l} \right) \frac{l_c - l_x}{l_c} + \frac{l - l_c}{2l} \right].$$

После преобразования этого уравнения получаем

$$гд = I_x \frac{2ll_c - l_x(l + l_c)}{2ll_c}. \qquad (а)$$

Из подобия треугольников $ГБО$ и $гбО$ вытекает, что

$$гб = ГБ \frac{l_x}{l_c} = I_x \frac{l_x(l - l_c)}{2ll_c}. \qquad (б)$$

Из подобия треугольников $АВО$ и $авО$ следует, что

$$ав = вб = АВ \frac{l_x}{l_c} = I_x \frac{l_c}{2l} \cdot \frac{l_x}{l_c} = I_x \frac{l_x}{2l}. \qquad (в)$$

Сравнивая уравнения (58), (59) и (60) с уравнениями (а), (б) и (в), видно, что $I_{1Ax} = гд$; $I_{2Ax} = гб$ и $I_{1Бx} = I_{2Бx} = ав = вб$.

Таким образом, пользуясь номограммой рис. 156, для заданной мгновенной схемы может быть определена величина тока в каждой питающей линии, а затем найдены точки токораздела, которых при узловых схемах питания может быть несколько. Рассекая сеть в точках токораздела, получаем мгновенные схемы, каждая из которых имеет одностороннее питание. По этим схемам, пользуясь описанным способом, можно определить потерю напряжения до токоприемника любого поезда, находящегося на участке питания, а затем по уравнению (50) найти потерю мощности в тяговой сети.

Если напряжение на шинах выпрямленного тока подстанций $А$ и $Б$ неодинаково, то между ними по проводам контактной сети будет протекать уравнительный ток, величина которого в проводах контактной сети каждого из путей, так же как и в случае двустороннего питания, будет равна

$$I_{ур} = \frac{U_Б - U_А}{rl}.$$

Вычитая или прибавляя величину уравнительного тока к токам, протекающим в питающих линиях, в зависимости от того,

на шинах какой подстанции напряжение выше, получим значения токов в питающих линиях с учетом неодинакового напряжения.

Описанные способы определения основных расчетных величин при заданных мгновенных схемах нагрузок могут быть использованы и при применении рекуперативного торможения.

В этом случае энергия рекуперирующего поезда отдается в контактную сеть и потребляется другими поездами, находящимися на участке питания. Если величина тока, отдаваемая в сеть рекуперирующим поездом, превышает ток, который может быть потреблен другими поездами, то избыточная энергия рекуперации поступает на подстанцию, где может быть отдана в сеть первичного энергоснабжения при наличии инверторного агрегата или погашена на подстанции при помощи специального поглощающего сопротивления. Таким образом, в периоды рекуперативного торможения электровоз превращается в дополнительную подстанцию, которая осуществляет питание участка.

При проведении расчетов токи, отдаваемые в контактную сеть, при рекуперативном торможении принимают с обратным знаком по отношению к токам нагрузки, в остальном порядок расчета остается прежним. В этом случае может соответственно возрасти количество точек токораздела.

Пример. Для мгновенной схемы расположения нагрузок, которая показана на рис. 157, *а*, требуется определить величины токов в питающих линиях и потери напряжения до токоприемников поездов. Поезд, расположенный в точке *3*, рекуперирует электроэнергию, поэтому ток, отдаваемый этим поездом в сеть, в расчетах принимаем с отрицательным знаком. Сопротивление тяговой сети обоих путей одинаково и равно $r = 0{,}08$ *ом/км*.

Определяем составляющие токов в питающих линиях от нагрузки, которая расположена в точке *1*:

$$I_{1A1} = \frac{2l_c l - l_1 (l_c + l)}{2l_c l} I_1 = \frac{2 \cdot 13 \cdot 25 - 4{,}8\,(13 + 25)}{2 \cdot 13 \cdot 25} 400 = 288 \text{ а};$$

$$I_{2A1} = \frac{l_1 (l - l_c)}{2l_c l} I_1 = \frac{4{,}8\,(25 - 13)}{2 \cdot 13 \cdot 25} 400 = 35 \text{ а};$$

$$I_{1Б1} = I_{2Б1} = \frac{l_1}{2l} I_1 = \frac{4{,}8}{2 \cdot 25} 400 = 38{,}5 \text{ а}.$$

Аналогичным путем находим величины токов в питающих линиях от других нагрузок и результаты расчетов сводим в табл. 18

Таблица 18

Порядковый номер нагрузки	Величина тока в питающих линиях в *а*			
	I_{1A}	I_{2A}	$I_{1Б}$	$I_{2Б}$
1	288	35	38,5	38,5
2	102	538	110	110
3	—144,8	—96,4	—104,4	—104,4
4	107,5	107,5	116,5	228,5
5	70,4	70,4	422,9	76,3
Всего	423,1	654,5	583,5	348,9

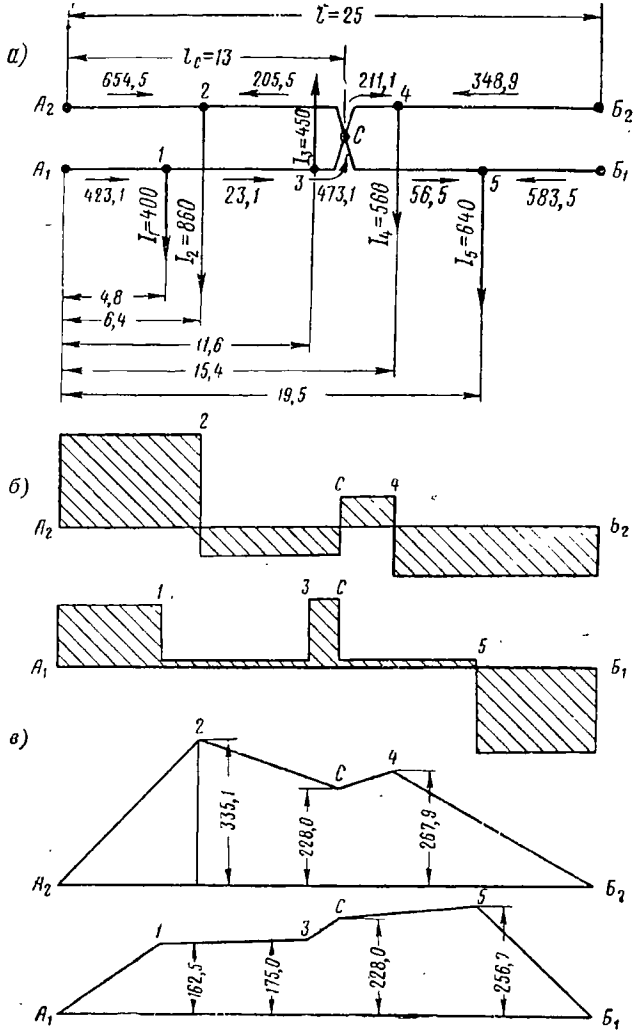


Рис. 157. Мгновенная схема расположения нагрузок для случая узлового питания, диаграммы изменения тока и потерь напряжения в сети (к примеру)

На рис. 157, *а* показаны токи, протекающие по отдельным участкам контактной сети. Местами токораздела в данном случае являются точки приложения нагрузок *2*, *4* и *5*. На рис. 157, *б* приведены диаграммы распределения токов в контактной сети 1-го и 2-го пути.

Определим потери напряжения до токоприемника для каждого поезда:

$$\Delta U_1 = 0{,}08 \cdot 4{,}8 \cdot 423{,}1 = 162{,}5 \text{ в};$$
$$\Delta U_2 = 0{,}08 \cdot 6{,}4 \cdot 654{,}5 = 335{,}1 \text{ в};$$
$$\Delta U_3 = 0{,}08\,(4{,}8 \cdot 400 + 11{,}6 \cdot 23{,}1) = 175{,}0 \text{ в};$$
$$\Delta U_4 = 0{,}08\,(25 - 15{,}4)\,348{,}9 = 267{,}9 \text{ в};$$
$$\Delta U_5 = 0{,}08\,(25 - 19{,}5)\,583{,}5 = 256{,}7 \text{ в}.$$

Потеря напряжения до точки *О* будет

$$\Delta U_0 = \Delta U_3 + 0{,}08 \cdot 473{,}1\,(13 - 11{,}6) = 175{,}0 + 53{,}0 = 228{,}0 \text{ в}.$$

На рис. 157, *в* показаны диаграммы изменения потери напряжения в тяговой сети 1-го и 2-го пути для рассматриваемого случая.

Определение расчетных величин методом сечения графика. На основании результатов расчета мгновенных схем нагрузок, соответствующих выбранным сечениям графика в рассматриваемом периоде времени, производят построение графика изменения интересующей нас величины: тока, протекающего в питающей линии, потери напряжения до токоприемника электровоза, потерь мощности в проводах контактной сети и т. п.

Большое значение имеет правильный выбор продолжительности периода, для которого в результате расчета должен быть построен график изменения той или иной величины. В зависимости от характера последней и цели расчета выбирают ту или иную длительность периода графика движения поездов.

При определении мощности подстанции, т. е. при выборе типа и количества преобразовательных агрегатов, исходят из номинальной мощности и перегрузочной их способности. Для решения этой задачи необходимо располагать графиком нагрузки подстанции в период наибольшего сгущения поездов. При определении длительности этого периода исходят из требований, которые предъявляются к устройствам энергоснабжения в зависимости от характера и условий работы данной линии (см. главу VIII). Общий график нагрузки подстанции получают суммированием за рассматриваемый период графиков нагрузок питающей линии, подсоединенных к шинам данной тяговой подстанции.

Для проверки проводов контактной сети на нагревание достаточно иметь график изменения тока в питающих линиях в течение 1 *ч* за период наиболее интенсивной нагрузки.

При нахождении максимальной и средней величин потери напряжения до токоприемника электровоза или моторвагонной секции длительность расчетного периода должна быть достаточной, чтобы проследить изменение потери напряжения за все время прохождения данным поездом участка питания. Кроме того, для нахождения максимальных величин потери напряжения должен приниматься период графика движения, соответствующий наиболь-

шему сгущению поездов на участке питания. Тем же путем выбирается расчетный период при определении средней потери напряжения на токоприемниках поезда за время прохождения его по лимитирующему перегону при проверке соответствия выбранных устройств энергоснабжения заданной пропускной способности участка.

Определение потерь мощности (энергии) в проводах контактной сети следовало бы выполнять исходя из продолжительности расчетного периода 24 *ч*. Однако в этом случае значительно увели-

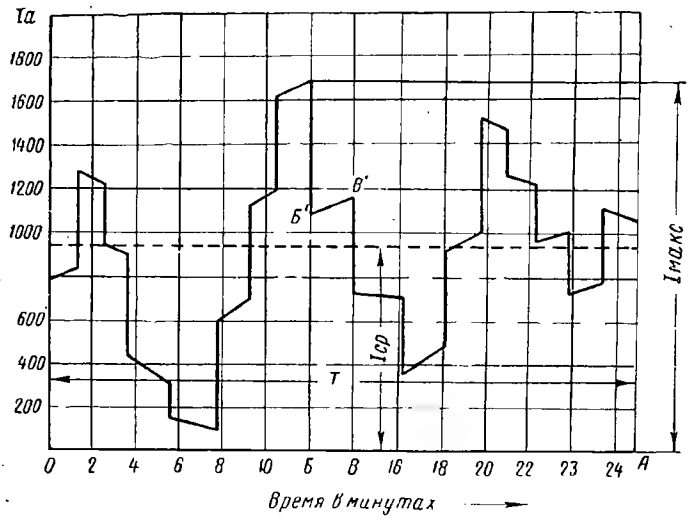


Рис. 158. График изменения расчетной величины

чилась бы трудоемкость расчетов. Поэтому при определении потерь мощности в проводах контактной сети часто ограничиваются построением графика для двух или трех характерных периодов и по ним определяют среднюю величину потерь мощности за сутки или за год. Вследствие этого вносится некоторая неточность в результаты расчетов, которые даже при этих условиях требуют значительной затраты времени. Поэтому при определении потерь мощности метод сечения графика практически используется редко и для этой цели обычно предпочитают применять упрощенные методы, которые будут изложены ниже.

После построения графиков изменения величин I, ΔU и ΔP определяют средние их значения в течение принятого расчетного периода времени. Для этого вначале находят площадь, ограниченную ломаной линией, определяющей изменение данной величины, горизонтальной линией OA и вертикальными линиями, проведенными из точек O и A (рис. 158), и полученную величину площади делят на длительность расчетного периода T. При определении

площади можно воспользоваться планиметром или разбить расчетный период на ряд интервалов времени по точкам, в которых происходит излом линии, характеризующей данную величину.

Площадь, соответствующая каждому интервалу, определяется как площадь трапеции; например, площадь интервала $БВ$ (рис. 158) равна

$$\frac{ББ' + ВВ'}{2} БВ.$$

Определив площади для всех интервалов времени расчетного периода и просуммировав их, получаем величину искомой общей площади.

Максимальные величины I и ΔU, которые имеются на протяжении расчетного периода, определяют непосредственно по графику изменения этих величин.

Для определения мощности и количества агрегатов тяговой подстанции необходимо знать величину эффективного тока, т. е. среднеквадратичное значение тока, позволяющее, например, оценить нагрев тягового трансформатора. Для определения среднеквадратичного значения тока в питающей линии в течение заданного расчетного периода необходимо возвести в квадрат значение тока в питающей линии для каждой мгновенной схемы нагрузки и построить график изменения в течение этого периода. Определяя, так же как и ранее, величину площади, ограниченной ломаной линией этого графика, и деля ее на продолжительность расчетного периода, получаем значение квадрата среднеквадратичного тока. Эффективное значение тока равно корню квадратному из полученной величины квадрата среднеквадратичного тока.

Для определения эффективного тока подстанции необходимо вначале построить график изменения ее нагрузки, который получают суммированием токов нагрузки во всех отходящих от подстанции питающих линиях в каждом интервале рассматриваемого периода времени. После этого возводят в квадрат полученное значение тока для каждого интервала времени и определяют среднюю величину квадрата тока и его эффективное значение.

Для определения максимальной и средней потери напряжения до токоприемника, а также потерь мощности в проводах контактной сети необходимо знать сопротивление тяговой сети и проводов контактной сети.

При проектировании же устройств энергоснабжения приходится решать обратную задачу, а именно определять сечение проводов контактной сети, при котором максимальная потеря напряжения не превышала бы наибольшей допустимой величины, или наибольшая средняя потеря напряжения на лимитирующем перегоне не превышала бы максимально допустимой величины по условиям пропускной способности участка.

При проведении расчетов в этих случаях вначале условно принимают, что сопротивление тяговой сети $r_0 = 1$ *ом/км*, и

затем находят описанным способом соответствующее этому значению $\Delta U_{0макс}$ и $\Delta U_{0ср}$. Если по условиям расчета задано, что величины максимальной и средней потерь напряжения не должны превышать $\Delta U_{з\,макс}$ и $\Delta U_{з\,ср}$, то $\Delta U_{з\,макс} = r_1 \Delta U_{0\,макс}$ и $\Delta U_{з\,ср} = r_2 \Delta U_{0\,ср}$, как это следует из уравнения (60), где r_1 и r_2—сопротивления тяговой сети, которые максимально можно допустить для реализации указанного требования. Таким образом, получаем:

$$\left.\begin{aligned} r_1 &= \frac{\Delta U_{з\,макс}}{\Delta U_{0\,макс}}; \\ r_2 &= \frac{\Delta U_{зср}}{\Delta U_{0ср}}. \end{aligned}\right\} \qquad (61)$$

Пользуясь этим приемом, можно определить максимально допустимое сопротивление тяговой сети, а следовательно, и минимальное сечение проводов контактной сети, которое необходимо иметь, чтобы максимальная и средняя потери напряжения на токоприемнике не превышали заданных величин.

При определении наиболее выгодного сечения проводов контактной сети производят экономические расчеты, в процессе которых сравнивают ежегодные эксплуатационные расходы и затраты на сооружение сети, как это будет описано ниже. Для выполнения этих расчетов необходимо найти зависимость потерь мощности в проводах контактной сети от сечения ее продольных проводов. Для этого описанным способом определяют величину потерь мощности ΔP_0, полагая сопротивление тяговой сети $r_0 = 1$ *ом/км*. Согласно уравнению (50) величина потерь мощности определяется как сумма произведений токов, потребляемых отдельными поездами, на потерю напряжения до токоприемника данного поезда. Величина этой потери напряжения пропорциональна сопротивлению тяговой сети. Следовательно, и величина потерь мощности также пропорциональна этому сопротивлению. Поэтому если будет определено ΔP_0 при $r_0 = 1$ *ом/км*, то величина потерь мощности ΔP при сопротивлении тяговой сети r может быть найдена из следующего соотношения:

$$\Delta P = r \Delta P_0. \qquad (62)$$

Используя метод электрического расчета, основанный на графике движения поездов, можно применять и другие приемы определения расчетных величин, позволяющие в ряде случаев более удобно решать различные задачи.

Если построить кривые изменения тока, потребляемого поездом каждого типа, в зависимости от времени $I = f(t)$ и кривые зависимости пути от времени $S = f_1(t)$ (график движения) в одинаковых масштабах, то графики изменения нагрузки питающих линий или подстанций в случае одностороннего питания можно построить суммированием в различные моменты времени

значений тока по кривым $I = f(t)$ для поездов, находящихся на участке питания. При этом указанные кривые смещаются по времени в соответствии с заданным графиком движения поездов. При двустороннем питании мгновенные значения токов, определяемых кривыми $I = f(t)$, раскладываются на токи, приходящиеся на каждую из подстанций. Смещая по времени такие кривые друг относительно друга в соответствии с заданным графиком движения поездов, можно получить мгновенные значения нагрузок на подстанции суммированием токов, приходящихся от отдельных поездов, а затем построить график изменения нагрузки. При построе-

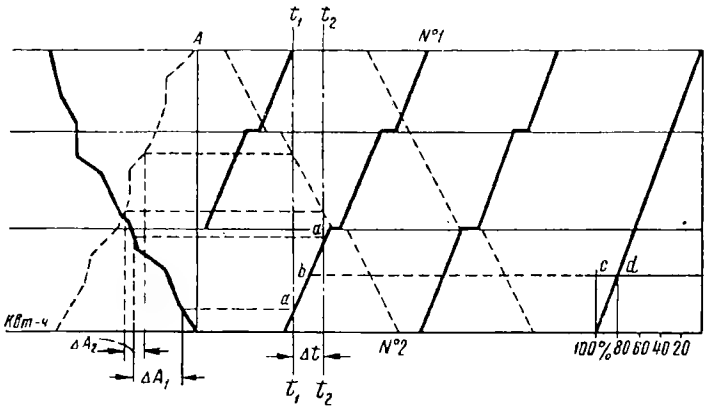


Рис. 159. Графический способ определения расхода электрической энергии, или средней нагрузки подстанции, в течение заданного интервала времени

нии таким путем графика нагрузки рассматривают все характерные точки кривых изменения тока, потребляемого отдельными поездами, т. е. точки, в которых происходит резкое изменение тока. Для каждой мгновенной схемы исходя из найденного значения тока нагрузки питающей линии может быть расчетным путем определена величина потери напряжения на токоприемнике данного поезда, а затем построен график ее изменения и т. д. Описанный способ был усовершенствован проф. К. Г. Марквардтом и получил название м е т о д а н е п р е р ы в н о г о и с с л е д о в а н и я г р а ф и к а.

Графическим путем можно определить расход электрической энергии на подстанции, или среднее значение ее нагрузки, в течение различных периодов времени по заданным кривым тока, потребляемого поездами различных типов, и графикам их движения, не прибегая к сечению графика. Исходя из кривых потребления тока вначале строят кривые расхода электрической энергии (нарастающим итогом) для поездов различных типов за время хода их по участку питания. Эти кривые располагают рядом с графиком движения поездов, как показано на рис. 159. Если, например,

требуется определить расход электроэнергии в интервале Δt между моментами времени t_1 и t_2, то, проводя горизонтальные линии через точки пересечения вертикальных прямых $t_1—t_1$ и $t_2—t_2$ с линиями поездов на графике до пересечения с соответствующими кривыми расхода энергии, можно найти величину ее расхода в течение интервала времени Δt для каждого поезда (в примере, показанном на рис. 159, на участке питания находятся два поезда, которые потребляют ΔA_1 и ΔA_2 *квт·ч* электроэнергии в течение интервала времени Δt). Общий расход электроэнергии равен сумме расходов электроэнергии отдельных поездов. Для определения среднего значения нагрузки подстанции необходимо общий расход электроэнергии разделить на продолжительность данного интервала времени Δt. Описанный способ определения расхода электроэнергии, или средней нагрузки подстанции в течение заданного интервала времени, предложен инж. Л. М. Перцовским.

Вопросы для повторения

1. В чем заключается сущность метода электрического расчета, основанного на равномерном сечении графика движения поездов и сечении графика по характерным точкам?
2. Каким образом определяют величины тока в питающих линиях, потерю напряжения и мощности в сети при заданной мгновенной схеме расположения нагрузок в случае одностороннего, двустороннего и узлового питания контактной сети?
3. Особенности электрического расчета тяговых сетей при применении рекуперативного торможения.
4. Как определяют средние и максимальные значения расчетных величин в течение расчетного периода по графику их изменения?
5. Как определяют эффективное (среднеквадратичное) значение тока нагрузки за данный период по графику изменения нагрузки?
6. Как определяют минимально необходимое сечение проводов контактной сети по заданной максимально допустимой величине потери напряжения до токоприемника?

4. УПРОЩЕННЫЕ МЕТОДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПО СРЕДНИМ РАЗМЕРАМ ДВИЖЕНИЯ

Общая характеристика методов. Использование метода сечения графика движения поездов при выполнении электрических расчетов устройств энергоснабжения требует трудоемкой вычислительной работы, особенно при определении средних значений расчетных величин за достаточно длительный период времени. Точность, которую принципиально может дать метод, основанный на сечении графика движения поездов, не может быть реализована при проектировании устройств энергоснабжения электрифицируемых железных дорог, так как расчетный график движения поездов на перспективу можно установить лишь приближенно.

В связи с этим было проведено значительное количество работ по изысканию более простых и менее трудоемких способов электри-

ческого расчета устройств энергоснабжения электрических железных дорог, которые привели к созданию ряда упрощенных методов, позволяющих определять интересующие нас расчетные величины, главным образом средние их значения, за некоторый период времени непосредственно по соответствующим формулам.

Существующие упрощенные методы электрического расчета обычно исходят из некоторых условных схем расположения нагрузок, средних их значений, среднего количества поездов на участке питания и тому подобных допущений, принятие которых позволяет вывести соответствующие формулы для определения интересующих нас расчетных величин. Несмотря на то что все эти методы основаны на более или менее грубых допущениях, точность результатов, получаемых при применении этих методов, может быть достаточна для решения многих задач, встречающихся на практике. Вследствие этого упрощенные методы электрического расчета устройств энергоснабжения нашли широкое применение в практике проектирования и эксплуатации железных дорог с электрической тягой.

Первым был предложен метод равномерно распределенной нагрузки. Этот метод появился почти одновременно с методом равномерного сечения графика движения поездов.

При методе равномерно распределенной нагрузки расчетные формулы и их вывод наиболее просты. Основным допущением этого метода является то, что нагрузка принимается равномерно распределенной вдоль участка питания и неизменной в течение всего расчетного периода времени. При этом допущении величины потерь напряжения и потерь мощности в тяговой сети получаются значительно меньше фактических, и не представляется возможным определять среднеквадратичные (эффективные) значения токов нагрузки тяговых подстанций и питающих линий. При использовании метода равномерно распределенной нагрузки расхождение между расчетными и фактическими величинами получается тем меньше, чем больше количество поездов на участке питания. Вследствие существенного расхождения между расчетными и фактическими величинами при методе равномерно распределенной нагрузки последний в настоящее время практически не применяется, несмотря на его простоту, а поэтому в дальнейшем подробно не рассматривается.

Значительно более точные результаты дает метод подвижных нагрузок, который был предложен Bisacre в 1920 г., развит проф. В. А. Шевалиным и окончательное оформление получил в работе проф. А. Б. Лебедева, опубликованной в 1926 г.

Метод подвижных нагрузок основан на замене токов, потребляемых поездами, постоянными нагрузками, которые перемещаются вдоль участка питания с неизменной одинаковой скоростью и расположены на равных расстояниях друг от друга. При этом методе расчетные формулы могут быть получены для случаев движения всех поездов в одном направлении или части поездов

в одном направлении, а остальных в другом; при этом средние значения токов, потребляемых поездами разных направлений, могут быть приняты различными.

Несмотря на то, что при методе подвижных нагрузок последние принимаются уже сосредоточенными, а не равномерно распределенными вдоль участка питания, этот метод дает все же преуменьшенные значения расчетных величин вследствие того, что не учитываются изменения тока, потребляемого поездами, и возможность неодинакового расстояния между ними. Для устранения этого недостатка метода подвижных нагрузок проф. А. Б. Лебедев предложил вводить в расчетные формулы поправочные коэффициенты, зависящие от среднего числа поездов на участке питания и отношения времени хода поезда под током к общему времени его хода по участку питания.

Вывод расчетных формул при методе подвижных нагрузок сравнительно сложен. Расчетные формулы получаются различными в зависимости от того, в каких точках участка питания предусмотрено скрещение поездов прямого и обратного направлений.

В дальнейшем метод подвижных нагрузок уступил место более совершенному методу, который назовем «уточненный метод электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения». В связи с этим метод подвижных нагрузок в настоящее время также представляет лишь исторический интерес и поэтому не рассматривается более подробно в дальнейшем.

Основные положения уточненного метода электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения были разработаны проф. В. Е. Розенфельдом (1937 г.) на базе работ инж. А. Х. Зильберталь и проф. Н. Н. Костромитина.

Этот метод представляет наибольший интерес, широко используется на практике и поэтому подробно рассматривается ниже.

Уточненный метод электрического расчета по средним размерам движения. Характеристика метода и вывод основных соотношений. Используя уточненный метод электрического расчета по средним размерам движения, имеется возможность по формулам определять в течение заданного периода времени средние значения следующих расчетных величин: тока нагрузки подстанции или питающей линии; потери напряжения до токоприемника за все время хода поезда по участку питания или за время его хода под током по этому участку; потери напряжения до точки токораздела при двустороннем питании или до конца участка при одностороннем питании; потери напряжения до токоприемника за все время хода поезда по отдельному перегону или за время хода поезда под током по этому перегону; потери мощности в тяговой или контактной сети и эффективной величины тока нагрузки подстанции или питающей линии.

При выводе расчетных формул уточненного метода предполагается, что количество поездов на участке питания неизменно в течение всего рассматриваемого периода времени и равно сред-

нему их числу; нагрузки рассматриваются как сосредоточенные, при этом токи, потребляемые отдельными поездами, принимаются равными среднему или среднеквадратичному (эффективному) их значению. Кроме того, ряд величин, которые входят в основные соотношения уточненного метода, зависит от взаимного расположения поездов на участке питания (от организации движения поездов). Значения таких величин принимаются средними исходя из предположения, что взаимное расположение поездов на участке питания и токи, потребляемые ими, не зависят друг от друга.

Точность получаемых результатов при указанных допущениях достаточна при решении большинства практических задач. Оценка точности при использовании расчетных формул уточненного метода приводится ниже.

Расчетные формулы уточненного метода могут быть получены для случая, когда на участке обращаются поезда различного типа. В дальнейшем для простоты изложения приведем вывод расчетных формул для однотипных поездов. Следует отметить, что эти расчетные формулы могут быть использованы, если на участке обращаются разнотипные поезда. В этом случае необходимо в расчетах исходить из приведенных веса поезда и их числа на участке питания. Погрешность в результатах расчета из-за этого допущения незначительна и ею можно пренебречь.

Удельное сопротивление тяговой сети будем принимать одинаковым на всем участке питания, что обычно встречается на практике.

Расчетные формулы зависят от принятой схемы питания контактной сети. Вывод расчетных формул уточненного метода электрического расчета по средним размерам движения приведен для следующих схем питания контактной сети: одностороннее питание, двустороннее питание и узловое питание. Эти схемы питания контактной сети являются наиболее распространенными и охватывают случаи, обычно встречающиеся на практике.

Среднее значение тока нагрузки питающей линии $I_л$ или подстанции. Заданный период времени T разобьем на достаточно большое количество одинаковых интервалов g. Предположим, что в некотором произвольном интервале i число поездов на участке питания будет m. Ток, приходящийся на питающую линию от каждого из этих поездов, обозначим соответственно через I_{i1}, I_{i2}, ..., I_{im}. Среднее значение тока нагрузки $I_л$ в питающей линии, очевидно, может быть найдено из следующего соотношения:

$$I_л = \frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{iк} . \qquad (а)$$

Предположим, что для данного случая нам известно среднее значение тока $I_{ср}$, приходящегося от одного поезда на данную питающую линию. Подставляя $I_{ср}$ в уравнение (а) вместо $I_{iк}$ и вынося $I_{ср}$ за знак суммы, получим:

$$I_{л} = \frac{I_{ср}}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} 1. \qquad (б)$$

Выражение $\frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} 1$, очевидно, равно среднему числу поездов на участке питания за рассматриваемый период времени T, т. е. $\overline{m} = n_{ср}$. При достаточно большом периоде времени T с некоторым приближением можно принять $I_{ср} = I_1$, где I_1 — среднее значение тока, приходящегося на данную питающую линию от одного поезда за время хода его по участку питания. Величина I_1 определяется с учетом принятой схемы питания контактной сети. Учитывая сказанное, получаем:

$$I_{л} = I_1 n_{ср}. \qquad (63)$$

Наиболее точно величина I_1 может быть определена по кривым тока, потребляемого поездом за время хода его по участку питания. В этом случае кривую потребления тока рассекают на достаточно большое число одинаковых интервалов и для каждого из них определяют величину тока, приходящегося на данную питающую линию, а затем находят среднее его значение I_1.

Если задано только среднее значение тока I, потребляемого поездом за время его хода по участку питания, то при одностороннем питании $I_1 = I$, а при двустороннем питании приближенно можно принять $I_1 = \frac{I}{2}$. В последнем случае не учитывается неравномерное распределение среднего значения тока, потребляемого поездом, между подстанциями, что обычно в той или иной мере имеет место по условиям профиля из-за несимметричного расположения относительно подстанций пунктов трогания и разгона поездов.

Для определения среднего значения тока нагрузки тяговой подстанции необходимо сложить средние значения токов нагрузки в питающих линиях данной подстанции.

Средняя потеря напряжения в тяговой сети до токоприемника $\Delta U_{ср}$. Период времени T_1, в течение которого поезд проходит участок питания, разобьем на достаточно большое количество одинаковых интервалов g_1. Предположим, что на участке питания в некотором произвольном интервале i находится m поездов, и определим потерю напряжения $\Delta U_{i\kappa}$ до токоприемника поезда κ. Потеря напряжения $\Delta U_{i\kappa}$ может быть представлена как сумма потери напряжения $\Delta U'_{i\kappa}$, вызванной током, потребляемым поездом κ, и потерь напряжения на токоприемнике этого поезда, вызванных токами других $m - 1$ поездов, находя-

щихся на участке питания в рассматриваемом интервале, каждую из которых обозначим через $\Delta U'''_{i\kappa p}$, следовательно,

$$\Delta U_{i\kappa} = \Delta U'_{i\kappa} + \sum_{\substack{1 \\ p \neq \kappa}}^{m} \Delta U'''_{i\kappa p}. \qquad (а)$$

Выражение под знаком суммы $p \neq \kappa$ означает, что суммирование производится для всех поездов, находящихся на участке питания, исключая поезд κ.

Среднее значение потери напряжения до токоприемника поезда $\Delta U_{ср}$ за время его хода по участку питания получим, если просуммируем значения правой части уравнения (а) для всех интервалов g_1 и результат разделим на g_1; таким образом,

$$\Delta U_{ср} = \frac{1}{g_1}\sum_{1}^{g_1} \Delta U_{i\kappa} = \frac{1}{g_1}\sum_{1}^{g_1} \Delta U'_{i\kappa} + \frac{1}{g_1}\sum_{1}^{g_1}\sum_{\substack{1 \\ p \neq \kappa}}^{m} \Delta U'''_{i\kappa p}. \qquad (б)$$

Выражение $\frac{1}{g_1}\sum_{1}^{g_1} \Delta U'_{i\kappa}$ равно средней потере напряжения $\Delta U'_{ср}$, которая вызвана на токоприемнике данного поезда за время хода его по участку питания током, потребляемым данным поездом.

Предположим, что нам известна средняя величина потери напряжения $\Delta U'''_{ср}$ на токоприемнике данного поезда, которая вызвана током, потребляемым другим, сопутствующим поездом, находящимся на участке питания. Подставим вместо $\Delta U'''_{i\kappa p}$ это среднее ее значение $\Delta U'''_{ср}$ и вынесем $\Delta U'''_{ср}$ за знак суммы. Величина $\frac{1}{g_1}\sum_{1}^{g_1}\sum_{\substack{1 \\ p \neq \kappa}}^{m} 1 = \overline{m-1} = n_{ср} - 1$, где $n_{ср}$, как и в предыдущем случае,— среднее число поездов на участке питания. Подставляя в уравнение (б)приведенные значения величин, входящих в правую его часть, получим

$$\Delta U_{ср} = \Delta U'_{ср} + \Delta U'''_{ср}\,(n_{ср} - 1). \qquad (64)$$

В зависимости от того, какие значения $\Delta U'_{ср}$ и $\Delta U'''_{ср}$ будут подставлены в уравнение (64), могут быть определены при разных схемах питания контактной сети: средняя потеря напряжения до токоприемника за все время хода поезда по участку питания, за время его хода по этому участку под током или средняя потеря напряжения за время хода поезда по части участка питания (по отдельному перегону).

Вывод уравнения для определения средней потери напряжения в конце участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании $\Delta U_{макс}$, которую часто условно называют максимальной (длительной) потерей напряжения на то-

коприемнике, является аналогичным выводу соотношения для $\Delta U_{ср}$. Выражение для определения $\Delta U_{макс}$ имеет следующий вид:

$$\Delta U_{макс} = \Delta U'_{макс} + \Delta U'''_{кср}(n_{ср} - 1), \qquad (65)$$

где $\Delta U'_{макс}$ — потеря напряжения на токоприемнике данного поезда, вызванная потребляемым им током, когда поезд находится в конце участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании, и

$\Delta U'''_{кср}$ — средняя потеря напряжения в конце участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании, вызванная током, потребляемым одним сопутствующим поездом.

Средняя потеря мощности в контактной или тяговой сети ΔP в течение заданного периода времени T может быть найдена следующим образом. Разобьем период времени T на достаточно большое число одинаковых интервалов g. Предположим, что в некотором произвольном интервале i число поездов на участке питания будет m. Согласно уравнению (50) в интервале i потеря мощности в контактной или тяговой сети ΔP_i (мгновенное значение) может быть найдена из следующего соотношения:

$$\Delta P_i = \sum_{1}^{m} \Delta U_{ik} I_{ik}. \qquad (а)$$

При выводе соотношения для определения $\Delta U_{ср}$ было показано, что $\Delta U_{ik} = \Delta U'_{ik} + \sum_{\substack{1 \\ p \neq k}}^{m} \Delta U'''_{ikp}$. Подставляя это значение ΔU_{ik} в уравнение (а), получим

$$\Delta P_i = \sum_{1}^{m} \Delta U'_{ik} I_{ik} + \sum_{1}^{m} I_{ik} \sum_{\substack{1 \\ p \neq k}}^{m} \Delta U'''_{ikp}. \qquad (б)$$

Чтобы найти среднее значение ΔP в течение всего рассматриваемого периода T, необходимо просуммировать значения потерь мощности, найденные для всех g интервалов, и полученную сумму разделить на число их. Таким образом, среднее значение потери мощности ΔP в течение заданного периода времени T может быть найдено из следующего соотношения:

$$\Delta P = \frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} \Delta U'_{ik} I_{ik} + \frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{ik} \sum_{\substack{1 \\ p \neq k}}^{m} \Delta U'''_{ikp}. \qquad (в)$$

Выражение $\Delta U'_{ik} I_{ik}$ равно мгновенному значению потери мощности до токоприемника поезда k при условии, что на участке питания находится только один этот поезд. С некоторым прибли-

жением можно принять, что среднее значение $\overline{\Delta U'_{ik} I_{ik}}$ равно $\Delta P'$, где $\Delta P'$ — средняя потеря мощности в контактной или тяговой сети за время хода поезда по участку питания, если на нем находится только один этот поезд. Подставляя $\Delta P'$ вместо $\Delta U'_{ik} I_{ik}$ и вынося его за знак суммы, получим

$$\frac{1}{g}\sum_{1}^{g}\sum_{1}^{m}\Delta U'_{ik} I_{ik} = \frac{\Delta P'}{g}\sum_{1}^{g}\sum_{1}^{m} 1 = \Delta P' n_{cp}. \qquad (г)$$

Рассмотрим второй член правой части уравнения (в). Предположим, что нам известно среднее значение произведения $\overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}}$. Подставляя это значение и вынося его за знак суммы, получим:

$$\frac{1}{g}\sum_{1}^{g}\sum_{1}^{m}\sum_{\substack{1\\ p\neq k}}^{m}\Delta U''_{ikp} I_{ik} = \frac{\overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}}}{g}\sum_{1}^{g}\sum_{1}^{m}\sum_{\substack{1\\ p\neq k}}^{m} 1 =$$

$$= \overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}}\,\overline{m(m-1)}. \qquad (д)$$

Подставляя значения (г) и (д) в уравнение (в), получим

$$\Delta P = n_{cp}\Delta P' + \overline{m(m-1)}\cdot\overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}}. \qquad (е)$$

Введем допущение, что поезда через участок пропускаются равномерно и на участке питания всегда находится одно и то же число поездов, равное n_{cp}. В этом случае $\overline{m(m-1)} = n_{cp}(n_{cp}-1)$.

В качестве второго допущения примем, что взаимное расположение поездов на участке питания и токи, потребляемые ими, не зависят друг от друга. В этом случае можно принять, что $\Delta U''_{ikp}$ и I_{ik} не зависят друг от друга и $\overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}} = \overline{\Delta U_{ikp} I_{ik}}$. Среднюю потерю напряжения до токоприемника данного поезда $\Delta U''_{ikp}$, вызванную током другого (сопутствующего) поезда, обозначим через $\Delta U''_{cp}$, а среднее значение тока, потребляемого поездом за время хода его по участку питания $\overline{I_{ik}}$, — через I.

Подставляя приведенные значения $\overline{m(m-1)}$ и $\overline{\Delta U''_{ikp} I_{ik}}$ в уравнение (е), получим

$$\Delta P = n_{cp}\Delta P' + n_{cp}(n_{cp}-1)\Delta U''_{cp} I. \qquad (66)$$

В зависимости от того, какие значения $\Delta P'$ и $\Delta U''_{cp}$ будут подставлены в уравнение (66), может быть найдено среднее значение потери мощности в контактной или тяговой сети.

Среднеквадратичный (эффективный) ток нагрузки питающей линии ($I_{эл}$) или подстанции.

Разобьем рассматриваемый период времени T на достаточно большое количество одинаковых интервалов g. Предположим, что в некотором произвольном интервале i на участке питания находится m поездов, и обозначим через I_{i1}, I_{i2}, ..., I_{im} токи, приходящиеся на данную питающую линию от каждого из m поездов. Квадрат тока нагрузки $I_{i\text{л}}$, приходящегося на питающую линию в интервале i, определится из следующего соотношения:

$$I_{i\text{л}}^2 = (I_{i1} + I_{i2} + \ldots + I_{im})^2 =$$
$$= I_{i1}^2 + I_{i2}^2 + \ldots + I_{im}^2 + I_{i1} \sum_{2}^{m} I_{ip} + I_{i2} \sum_{\substack{1 \\ p \neq 2}}^{m} I_{ip} +$$
$$+ \ldots + I_{im} \sum_{1}^{m-1} I_{ip}. \qquad \text{(а)}$$

Из уравнения (а) видно, что квадрат тока нагрузки питающей линии в интервале i может быть представлен следующим соотношением:

$$I_{i\text{л}}^2 = \sum_{1}^{m} I_{i\text{к}}^2 + \sum_{1}^{m} I_{i\text{к}} \sum_{\substack{1 \\ p \neq \text{к}}}^{m} I_{ip}. \qquad \text{(б)}$$

Для того чтобы найти среднее значение квадрата тока нагрузки питающей линии $I_{\text{эл}}^2$ в течение всего рассматриваемого периода времени T, необходимо просуммировать значения $I_{i\text{л}}^2$ во всех интервалах от $i = 1$ до $i = g$ и полученный результат разделить на число интервалов

$$I_{\text{эл}}^2 = \frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{i\text{к}}^2 + \frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{i\text{к}} \sum_{\substack{1 \\ p \neq \text{к}}}^{m} I_{ip}. \qquad \text{(в)}$$

Среднее значение квадрата тока, приходящегося на данную питающую линию от одного поезда, с некоторым приближением примем равным среднему значению квадрата тока $I_{\text{э}1}^2$, приходящегося на эту линию от одного поезда за время его хода по участку питания. Подставляя $I_{\text{э}1}^2$ вместо $I_{i\text{к}}^2$ в первый член правой части уравнения (в) и вынося $I_{\text{э}1}^2$ за знак суммы, получаем

$$\frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{i\text{к}}^2 = I_{\text{э}1}^2 n_{\text{ср}}. \qquad \text{(г)}$$

Предположим, что нам известно среднее значение произведения $I_{i\text{к}} I_{ip}$, т. е. среднее произведение попарно токов, приходящихся на питающую линию от поездов, одновременно находящихся на участке питания, которое обозначим через $\overline{I_{i\text{к}} I_{ip}}$. Подстав-

ляя в уравнение (в) $\overline{I_{i\kappa} I_{ip}}$ вместо $I_{i\kappa} I_{ip}$ и вынося $\overline{I_{i\kappa} I_{ip}}$ за знак суммы, получаем

$$\frac{1}{g} \sum_{1}^{g} \sum_{1}^{m} I_{i\kappa} \sum_{\substack{1 \\ p \neq \kappa}}^{m} I_{ip} = \overline{I_{i\kappa} I_{ip}}\, \overline{m (m - 1)}. \qquad (д)$$

Подставляя в уравнение (в) значения первого и второго члена правой его части из уравнений (г) и (д), получаем

$$I_{эл}^2 = n_{ср} I_{э1}^2 + \overline{m (m - 1)} \cdot \overline{I_{i\kappa} I_{ip}}. \qquad (е)$$

При допущении, что на участке питания всегда находится одно и то же число поездов, равное среднему их значению, получим, что $\overline{m (m - 1)} = n_{ср} (n_{ср} - 1)$. Если принять, что взаимное расположение поездов на участке питания и токи, потребляемые ими, не зависят друг от друга, то

$$\overline{I_{i\kappa} I_{ip}} = \overline{I}_{i\kappa} \overline{I}_{ip} = I_1^2,$$

где I_1 — среднее значение тока, приходящегося на данную питающую линию от одного поезда за время хода его по участку питания. После проведения указанной замены уравнение (е) принимает следующий вид:

$$I_{эл}^2 = I_{э1}^2 + n_{ср} (n_{ср} - 1) I_1^2. \qquad (67)$$

При определении квадрата среднеквадратичного тока нагрузки всей подстанции в уравнение (67) необходимо подставлять среднее количество поездов, находящихся между данной подстанцией и двумя другими смежными подстанциями.

Приведенные основные соотношения справедливы для различных схем питания контактной сети, при этом необходимо только помнить, что значения входящих в них величин следует определять с учетом схемы питания в каждом конкретном случае.

Чтобы воспользоваться приведенными основными соотношениями для выполнения практических расчетов, необходимо предварительно определить и подставить в эти соотношения значения входящих в них величин. Такими величинами являются: среднее число поездов на участке питания, средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда по участку питания (случай одной сосредоточенной нагрузки) и т. д. Указанные величины являются вспомогательными и в дальнейшем будут использованы при выводе расчетных формул исходя из приведенных выше основных соотношений.

Определение величин, входящих в основные соотношения. Для вывода расчетных формул уточненного метода электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения вначале определим значения величин, которые входят в основные соотношения этого метода.

Среднее число поездов на участке питания $n_{ср}$ обычно определяется исходя из числа поездов N, которые необходимо пропустить через участок питания в течение периода времени T, например, в течение суток. В случае максимального использования пропускной способности участка за тот же период времени T через участок может быть пропущено N_0 поездов, при этом на участке питания одновременно будет находиться n поездов. Число поездов N меньше или равно числу поездов N_0.

Если предположить, что каждый поезд проходит участок питания в течение времени t, то общая продолжительность времени, в течение которого он занят N поездами, будет равна Nt. Для того чтобы найти среднее число поездов на участке питания $n_{ср}$, необходимо общую продолжительность пребывания всех поездов на участке питания Nt разделить на период времени T, следовательно,

$$n_{ср} = \frac{Nt}{T}. \qquad \text{(а)}$$

В случае полного использования пропускной способности участка общая продолжительность пребывания всех N_0 поездов на участке питания составит $N_0 t$, а число поездов в этом участке

$$n = N_0 \frac{t}{T}. \qquad \text{(б)}$$

Определяя из уравнения (б) отношение $\frac{t}{T}$ и подставляя полученное значение в уравнение (а), имеем

$$n_{ср} = \frac{N}{N_0} n, \qquad (68)$$

где N и N_0 выражаются в парах поездов или числом поездов (при раздельном питании контактной сети отдельных путей на многопутных участках). Отношение $\frac{N}{N_0}$ характеризует степень использования пропускной способности участка или данного пути.

Число поездов n, одновременно находящихся на участке питания при полном использовании его пропускной способности, зависит от принятых средств сношений при движении поездов, числа раздельных пунктов, количества путей и ряда других факторов.

Для однопутных дорог величина n может быть определена из следующего соотношения:

$$n = (t_1 + t_2) \frac{N_0}{T}. \qquad \text{(а)}$$

Среднее значение n для каждого из путей двухпутного участка может быть найдено из соотношения

$$n = (t_1 + t_2)\frac{N_0}{2T}, \qquad (б)$$

где t_1 и t_2 — время хода по участку питания поездов прямого и обратного направлений (включая время остановок).

При раздельном питании путей на многопутных участках значение n определяется из соотношения

$$n = t\frac{N_0}{T}, \qquad (в)$$

где t — время хода поезда по данному пути;

N_0 — число поездов, которое может быть пропущено по этому пути за период T при полном использовании пропускной способности.

Величина $\frac{T}{N_0}$ называется *периодом графика* и представляет собой средний интервал по времени между поездами при полном использовании пропускной способности участка.

Среднее число поездов $n_{ср}$ определяется для заданного расчетного периода. При проведении расчетов в качестве такого периода обычно принимают сутки или период наиболее интенсивного движения.

Число поездов на участке питания в каждый данный момент времени является целым, но изменяется в различные моменты времени. Поэтому среднее число поездов в течение всего заданного расчетного периода времени обычно получается дробным.

Для большей наглядности и упрощения расчетных формул при их выводе в дальнейшем не будем подставлять значение $n_{ср}$ из уравнения (68). При проведении расчетов в связи с этим предварительно необходимо определить из этого уравнения значения $n_{ср}$ и подставить в соответствующую расчетную формулу.

Среднее и среднеквадратичное значения тока, потребляемого поездом за время его хода по участку питания, наиболее точно могут быть найдены по кривой потребления тока. Тем же путем может быть найдено и среднее значение тока, потребляемого поездом за время его хода по участку питания под током, которое необходимо для определения соответствующей величины средней потери напряжения.

Если нет кривых тока, потребляемого поездом, то среднее значение этого тока I за все время хода поезда по участку питания может быть найдено исходя из удельного расхода электроэнергии. При заданном среднем значении тока I, потребляемого поездом за время его хода по участку питания, среднеквадратичное значение этого тока $I_э$ при отсутствии рекуперативного торможения может быть приближенно найдено из следующего соотношения:

$$I_э^2 = 1{,}1\,\alpha I^2, \tag{69}$$

где $\alpha = \frac{t}{t_m}$ — отношение общего времени хода поезда по участку питания к времени, в течение которого поездом потребляется электроэнергия.

Среднее значение тока, потребляемого поездом за время его хода по участку питания под током I_m, соответственно определяется из соотношения

$$I_m = \alpha I. \tag{70}$$

Часто при расчетах устройств энергоснабжения исходят из расхода электроэнергии на участке питания в течение суток A_c. Суточный расход электроэнергии, очевидно, равен

$$A_c = I n_{cp} \cdot 24\,U, \tag{а}$$

где U — средняя величина напряжения на токоприемнике, которая обычно принимается равной номинальному ее значению (3 000 *в* при электрической тяге на постоянном токе).

Определяя из уравнения (а) I, получаем

$$I = \frac{A_c}{24 U n_{cp}}. \tag{71}$$

Приходящиеся на питающую линию или подстанцию среднее и среднеквадратичное значения тока, потребляемого поездом за время хода его по участку питания, наиболее точно также могут быть найдены по кривым потребления тока. Следует отметить, что при одностороннем питании на питающую линию или подстанцию приходится весь ток, потребляемый поездом. Поэтому в данном случае для определения I_1 и $I_{э1}$ могут быть использованы приведенные соотношения для нахождения I и $I_э$.

При двустороннем питании среднее значение тока I_1, приходящегося на данную питающую линию или подстанцию, определяется по среднему значению тока, потребляемого поездом, и, как было указано выше, $I_1 = \frac{I}{2}$. Значение среднеквадратичного тока $I_{э1}$, приходящегося на питающую линию или подстанцию, при отсутствии рекуперативного торможения в этом случае приближенно может быть найдено из следующего соотношения:

$$I_{э1}^2 = 1{,}4\,\alpha I_1^2. \tag{72}$$

Значения потерь напряжения и мощности, входящие в приведенные выше основные соотношения, зависят от принятой схемы питания контактной сети. В связи с этим вывод уравнений для определения указанных величин приведен раздельно для схем одностороннего, двустороннего и узлового питания контактной сети.

Более точно указанные величины могут быть определены исходя из кривых потребления тока за время хода поезда по участку питания.

Вывод приближенных соотношений для определения значений потерь напряжения и мощности, входящих в основные уравнения, производится исходя из предположения, что на участке питания находится один поезд, скорость и потребляемый ток которого неизменны (случай одной сосредоточенной подвижной нагрузки).

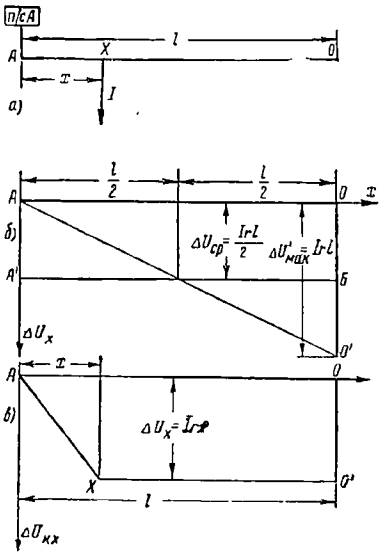


Рис. 160. Схема расположения нагрузки и диаграммы потери напряжения до токоприемника и в тяговой сети при одностороннем питании участка

Обозначим через:

l — длину участка питания в *км* и

r — сопротивление 1 *км* тяговой сети.

Случай одностороннего питания контактной сети. Предположим, что поезд находится от подстанции A на некотором произвольном расстоянии x (рис. 160, *а*). Весь ток I, потребляемый поездом, протекает по участку AX. Следовательно, потеря напряжения на токоприемнике поезда будет равна произведению тока на сопротивление участка AX, т. е. $\Delta U_x = Ixr$. При движении поезда по участку питания ΔU_x изменяется по линейному закону, как показано на рис. 160, *б*, достигая в конце участка при $x = l$ наибольшего значения:

$$\Delta U'_{макс} = Irl. \qquad (73)$$

Средняя величина потери напряжения на токоприемнике поезда за время хода его по участку питания равна высоте прямоугольника $AOBA'$, площадь которого равна площади треугольника AOO', т. е.

$$\Delta U'_{ср} = \frac{Irl}{2}. \qquad (74)$$

Для приближенного определения средней потери напряжения до токоприемника за время хода поезда по участку питания под током необходимо в уравнение (74) вместо I подставить αI. Таким образом, получаем

$$\Delta U'_{срт} = \frac{\alpha Irl}{2}. \qquad (75)$$

При одном поезде на участке питания средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда по отдельному перегону, начало которого расположено на расстоянии A, а конец на расстоянии B от тяговой подстанции, будет соответственно равна

$$\Delta U'_{cpn_m} = \frac{I'r\,(B + A)}{2}, \qquad (76)$$

где I' — среднее значение тока, потребляемого поездом за время хода под током по данному перегону.

Найдем теперь среднюю величину потери напряжения в тяговой сети при движении поезда по участку питания. На рис. 160, *в* линией AXO' показано изменение потери напряжения в тяговой сети, когда поезд находится в точке X. Для этого случая средняя потеря напряжения в тяговой сети $\Delta U_{кx}$ равна площади $AXO'OA$, деленной на длину участка питания l, т. е.

$$\Delta U_{кx} = \frac{1}{l}\left[\frac{Irx^2}{2} + Irx\,(l - x)\right] = Irx - \frac{Irx^2}{2l}. \qquad (а)$$

Для определения среднего значения $\Delta U_{кx}$ за время хода поезда по участку питания необходимо проинтегрировать уравнение (а) от 0 до l и полученное значение разделить на длину участка питания l, т. е.

$$\Delta U'''_{cp} = \frac{1}{l}\int_0^l \left(Irx - \frac{Irx^2}{2l}\right) dx = \frac{Ir}{l}\left|\frac{x^2}{2} - \frac{x^3}{6l}\right|_0^l = \frac{Irl}{3}. \qquad (77)$$

Средняя потеря напряжения в тяговой сети на отдельном перегоне, которая вызвана током одного сопутствующего поезда за время его хода по участку питания, может быть найдена аналогично $\Delta U'''_{cp}$ и определяется из следующего соотношения:

$$\Delta U'''_{cpn} = \frac{Ir}{6l}\left[3\,l\,(B + A) - (B^2 + AB + A^2)\right]. \qquad (78)$$

Если в уравнение (78) подставить $B = l$ и $A = 0$, т. е. предположить, что длина перегона равна длине участка питания, то получим уравнение (77).

При определении потери напряжения до токоприемника $\Delta U_{макс}$ в конце участка питания при наличии нескольких поездов на участке необходимо знать среднюю величину потери напряжения в конце участка за время хода по нему поезда $\Delta U'''_{к_{ср}}$. В рассматриваемом случае потеря напряжения в конце участка при движении по нему поезда $\Delta U'''_{кx} = Irx$, т. е. $\Delta U'''_{кx}$ изменяется по линейному закону, достигая наибольшего значения при $x = l$ в конце участка. Следовательно, среднее значение $\Delta U'''_{кx}$ за время хода

поезда по участку питания определяется следующим соотношением:

$$\Delta U'''_{\kappa ср} = \frac{Irl}{2}. \qquad (79)$$

Потеря мощности в тяговой сети $\Delta P' = \Delta U'_{ср} I$. Подставляя в это уравнение полученное значение для $\Delta U'_{ср}$ из уравнения (74), имеем $\Delta P' = \frac{I^2 rl}{2}$. В это соотношение правильнее подставлять не среднее значение тока, потребляемого поездом на участке питания I, а среднеквадратичное его значение $I_э$, так как величина тока входит в уравнение в квадрате. Учитывая это, получаем следующее соотношение для определения потерь мощности в тяговой сети:

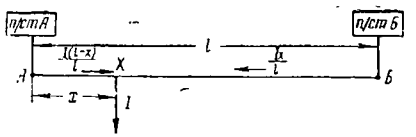


Рис. 161. Схема участка при двустороннем питании и одной сосредоточенной нагрузке

$$\Delta P' = \frac{I_э^2 rl}{2}. \qquad (80)$$

В зависимости от того, какое значение r будет подставлено в уравнение (80), получаем величину потерь мощности в тяговой или контактной сети.

Случай двустороннего питания контактной сети. При двустороннем питании, если поезд находится на расстоянии x от подстанции A (рис. 161) и потребляет ток I, в проводах контактной сети на участке AX протекает ток $I_{AX} = I\frac{l-x}{l}$. Потеря напряжения на токоприемнике поезда в этом случае будет

$$\Delta U_x = \frac{Ir(l-x)x}{l}. \qquad (а)$$

При движении поезда по участку питания ΔU_x достигает в точке $X = \frac{l}{2}$ максимального значения:

$$\Delta U'_{макс} = \frac{Irl}{4}. \qquad (81)$$

Для определения средней потери напряжения на токоприемнике поезда при движении его по участку питания необходимо проинтегрировать уравнение (а) от 0 до l и полученное выражение разделить на длину участка питания l. Произведя это действие, имеем

$$\Delta U'_{ср} = \frac{1}{l}\int_0^l \frac{Ir(l-x)x}{l}\,dx = \frac{Ir}{l^2}\left|\frac{lx^2}{2} - \frac{x^3}{3}\right|_0^l = \frac{Irl}{6}. \qquad (82)$$

Средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда по участку питания под током приближенно определяется из уравнения (82) подстановкой вместо I величины αI:

$$\Delta U'_{cp\,I} = \frac{\alpha I r l}{6}. \tag{83}$$

При наличии одного поезда на участке питания средняя потеря напряжения до его токоприемника за время хода по отдельному перегону может быть найдена из следующего соотношения:

$$\Delta U'_{cpn} = \frac{I' r}{6l}\left[3l(A+B) - 2(B^2 + BA + A^2)\right]. \tag{84}$$

В уравнении (84) значения I', A и B те же, что и в уравнениях (76) и (78).

Средняя потеря напряжения в тяговой сети, когда поезд находится в точке X, будет $1/2\Delta U_x$, т. е.

$$\Delta U_{kx} = \frac{Irx(l-x)}{2l}.$$

Если это соотношение проинтегрировать от 0 до l и разделить на длину участка питания l, то получим среднее значение потери напряжения в тяговой сети при движении поезда по этому участку

$$\Delta U''_{cp} = \frac{1}{l}\int_0^l \frac{Irx(l-x)}{2l}\,dx = \frac{Irl}{12}. \tag{85}$$

Средняя потеря напряжения в тяговой сети на отдельном перегоне, которая вызвана током одного сопутствующего поезда за время хода его по участку питания, может быть найдена из следующего соотношения:

$$\Delta U'''_{cpn} = \frac{Ir}{12l}\left[3l(B+A) - 2(B^2 + BA + A^2)\right]. \tag{86}$$

Потеря напряжения в точке токораздела (посередине участка питания), когда поезд находится между этой точкой и одной из подстанций на расстоянии x от последней, определяется из следующего соотношения:

$$\Delta U'_{kx} = \frac{Ix}{l}\cdot\frac{Ir}{2} = \frac{Irx}{2}. \tag{а}$$

Для определения среднего значения этой величины при движении поезда по участку необходимо проинтегрировать уравнение (а) от 0 до $\frac{l}{2}$ и полученное выражение разделить на $\frac{l}{2}$.

Произведя это, получаем

$$\Delta U'''_{кср} = \frac{2}{l}\int_0^{\frac{l}{2}} \frac{Irx}{2}\,dx = \frac{Irl}{8}. \qquad (87)$$

Потеря мощности в тяговой сети $\Delta P' = \Delta U'_{ср} I$. Подставляя в это соотношение полученное значение $\Delta U'_{ср}$ и учитывая сказанное ранее, имеем

$$\Delta P' = \frac{I_э^2 rl}{6}. \qquad (88)$$

Случай узлового питания контактной сети. Рассмотрим случай двустороннего питания двухпутного участка с постом секционирования (рис. 162, *а*). Примем, что пост секционирования расположен посередине участка, сечение проводов контактной сети обоих путей одинаково и величина выпрямленного напряжения подстанций *А* и *Б* одинакова. При этих условиях схема, показанная на рис. 162, *а*, может быть заменена схемой, показанной на рис. 162, *б*.

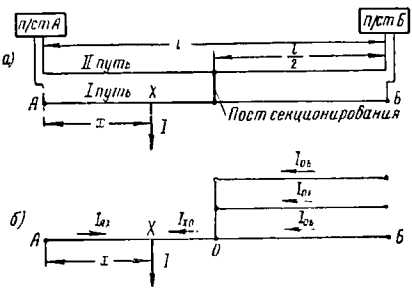


Рис. 162. Схема двухпутного участка при двустороннем питании с постом секционирования (узловая схема) при одной сосредоточенной нагрузке

Предположим, что поезд потребляет ток I и находится на первом пути в некоторой произвольной точке X участка AO, которая расположена на расстоянии x от подстанции A.

В этом случае согласно уравнению (78) ток, протекающий на участке AX,

$$I_{AX} = \frac{\frac{2}{3}l - x}{\frac{2}{3}l} I;$$

ток, протекающий на участке XO,

$$I_{XO} = I - I_{AX} = \frac{x}{\frac{2}{3}l} I;$$

ток, протекающий в каждой параллельной ветви участка $OБ$,

$$I_{OБ} = \frac{1}{3} I_{XO} = \frac{x}{2l} I.$$

Потеря напряжения до токоприемника поезда, когда последний находится на расстоянии x от подстанции A, будет

$$\Delta U_x = I_{AX} rx = \frac{3Ir}{2l}\left(\frac{2}{3}l - x\right)x. \qquad \text{(а)}$$

Величина потери напряжения до токоприемника поезда при движении его по участку AO изменяется так же, как и на участке $OБ$. Поэтому для определения средней величины потери напряжения при движении поезда по всему участку питания достаточно найти среднюю потерю напряжения при движении поезда по участку AO. Последняя может быть найдена как площадь, ограниченная кривой $\Delta U_x = f(x)$ в интервале от $x = 0$ до $x = \frac{l}{2}$ и деленная на длину этого интервала $\frac{l}{2}$, т. е.

$$\Delta U'_{cp} = \frac{2}{l}\int_0^{\frac{l}{2}} \Delta U_x dx = \frac{3Ir}{l^2}\int_0^{\frac{l}{2}}\left(\frac{2}{3}l - x\right)xdx = \frac{Irl}{8}. \qquad (89)$$

Средняя потеря напряжения на токоприемнике за время хода одного поезда по участку питания под током будет соответственно равна

$$\Delta U'_{cpm} = \frac{\alpha Irl}{8}. \qquad (89')$$

Среднюю величину потери напряжения в контактной сети $\Delta U'''_{cp}$, т. е. среднюю потерю напряжения на токоприемнике данного поезда, которая вызвана током, потребляемым другим поездом, находящимся на участке питания, определим приближенно, исходя из предположения, что другой поезд находится вне пределов участка AO. Очевидно, что эта потеря напряжения равна средней потере напряжения в контактной сети одной из параллельных ветвей участка $OБ$ при движении поезда по первому пути участка AO.

Потеря напряжения в точке O, когда поезд находится в точке X участка AO, определяется из соотношения

$$\Delta U_{XO} = I_{OБ} r \frac{l}{2} = \frac{x}{4} Ir.$$

В каждой параллельной ветви на участке между точкой O и подстанцией $Б$ потеря напряжения изменяется по линейному закону. Поэтому средняя потеря напряжения на этом участке, когда поезд находится в точке X первого пути участка OA, будет

$$\Delta U'_{x\,cp} = \frac{\Delta U_{XO}}{2} = \frac{x}{8} Ir.$$

Из этого уравнения видно, что при движении поезда от точки A до точки O, т. е. при изменении x от 0 до $\frac{l}{2}$, средняя потеря напряжения в тяговой сети участка $OБ$ изменяется также по линейному закону от 0 до $\frac{Irl}{16}$. Следовательно, средняя потеря напряжения в тяговой сети участка $OБ$ может быть найдена из соотношения

$$\Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{32}. \tag{90}$$

Потеря мощности в тяговой сети определяется так же, как и в предыдущем случае

$$\Delta P' = \Delta U'_{ср} I = \frac{I_э^2 rl}{8}. \tag{91}$$

Вывод расчетных формул. Для получения расчетных формул необходимо в основные соотношения уточненного метода электрического расчета по средним размерам движения подставить приведенные выше значения входящих в них величин. Расчетные формулы выведем для двух случаев: когда задано среднее значение тока, потребляемого поездом за время хода его по участку питания I, или среднесуточный расход электроэнергии на этом участке A_c.

Среднее значение тока нагрузки питающей линии $I_л$ равно произведению среднего тока I_1, приходящегося от одного поезда на данную питающую линию, на среднее число поездов на участке питания $n_{ср}$.

При одностороннем питании

$$I_л = In_{ср}. \tag{92}$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71), получаем

$$I_л = \frac{A_c}{24U}. \tag{93}$$

При двустороннем питании

$$I_л = \frac{In_{ср}}{2}. \tag{94}$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71), имеем

$$I_л = \frac{A_c}{48U}. \tag{95}$$

При узловом питании

$$I_л = \frac{In_{ср}}{4}. \tag{96}$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71), получаем

$$I_л = \frac{A_c}{96U}. \tag{97}$$

Среднюю потерю напряжения до токоприемника $\Delta U_{ср}$ за все время хода поезда по участку питания получаем подстановкой в уравнение (64) значений $\Delta U'_{ср}$ и $\Delta U'''_{ср}$, которые были получены выше.

При одностороннем питании согласно уравнениям (74) и (77)

$$\Delta U'_{ср} = \frac{Irl}{2} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{3}.$$

Подставляя приведенные значения $\Delta U'_{ср}$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение (64) и произведя преобразования, получаем

$$\Delta U_{ср} = \frac{Irl}{3}\left(\frac{1}{2} + n_{ср}\right). \tag{98}$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71), получим

$$\Delta U_{ср} = \frac{rlA_c}{72U}\left(\frac{1}{2n_{ср}} + 1\right). \tag{99}$$

При двустороннем питании согласно уравнениям (82) и (85)

$$\Delta U'_{ср} = \frac{Irl}{6} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{12}. \tag{100}$$

Подставляя эти значения $\Delta U'_{ср}$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение (64) и делая преобразования, получаем

$$\Delta U_{ср} = \frac{Irl}{12}(1 + n_{ср}). \tag{101}$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71), получим

$$\Delta U_{ср} = \frac{lrA_c}{228U}\left(\frac{1}{n_{ср}} + 1\right). \tag{102}$$

При узловом питании согласно уравнениям (89) и (90)

$$\Delta U'_{ср} = \frac{Irl}{8} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{32}. \tag{103}$$

Подставляя приведенные значения $\Delta U'_{ср}$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение 64) и делая преобразования, получаем

$$\Delta U_{ср} = \frac{Irl}{32}(3 + n_{ср}). \tag{104}$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71), имеем

$$\Delta U_{cp} = \frac{rlA_c}{768U}\left(\frac{3}{n_{cp}} + 1\right). \tag{105}$$

Средняя потеря напряжения на токоприемнике ΔU_{cpm} за время хода поезда по участку питания под током, которая представляет наибольший интерес, определяется из уравнения (64), если вместо $\Delta U'_{cp}$ подставить приведенные выше значения $\Delta U'_{cpm}$. Таким образом, в случае одностороннего питания, имеем

$$\Delta U_{cpm} = \frac{Irl}{3}\left(\frac{3\alpha - 2}{2} + n_{cp}\right), \tag{106}$$

или

$$\Delta U_{cpm} = \frac{rlA_c}{72U}\left(\frac{3\alpha - 2}{2n_{cp}} + 1\right). \tag{107}$$

При двустороннем питании соответственно имеем

$$\Delta U_{cpm} = \frac{Irl}{12}(2\alpha - 1 + n_{cp}), \tag{108}$$

или

$$\Delta U_{cpm} = \frac{rlA_c}{288U}\left(\frac{2\alpha - 1}{n_{cp}} + 1\right). \tag{109}$$

Для случая узлового питания, получаем

$$\Delta U_{cpm} = \frac{Irl}{32}\left(4\alpha - 1 + n_{cp}\right); \tag{110}$$

$$\Delta U_{cpm} = \frac{rlA_c}{768U}\left(\frac{4\alpha - 1}{n_{cp}} + 1\right). \tag{111}$$

Средняя потеря напряжения на токоприемнике за время хода поезда под током по отдельному перегону ΔU_{cpn} может быть получена из уравнения (64). Для этого необходимо подставить вместо $\Delta U'_{cp}$ среднее значение потери напряжения за время хода поезда по данному перегону под током $\Delta U'_{cpnm}$, когда на участке питания находится только один этот поезд, и вместо $\Delta U''_{cp}$ -- среднее значение потери напряжения в тяговой сети на рассматриваемом перегоне $\Delta U''_{cpn}$ за время хода одного поезда по участку питания. Обозначим через α_{AB} отношение среднего значения тока, потребляемого поездом за время его хода по данному перегону под током I', к среднему значению тока, потребляемого поездом за время его хода по участку питания I.

Подставляя в уравнение (64) значения $\Delta U'_{cpnm}$ из уравнения (76) и $\Delta U'''_{cpn}$ из уравнения (101) и делая соответствующие преобразования, получаем следующее выражение для определения ΔU_{cpnm} при одностороннем питании

$$\Delta U_{cpnm} = \frac{Ir}{6l}\{3l(B+A)\alpha_{AB} + (n_{cp}-1)[3l(B+A) - (B^2+BA+A^2)]\}. \quad (112)$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (90), получим

$$\Delta U_{cpnm} = \frac{rA_c}{144\,Ul\,n_{cp}}\{3l(B+A)\alpha_{AB} + (n_{cp}-1)\times [3l(B+A) - (B^2+BA+A^2)]\}. \quad (113)$$

Для определения ΔU_{cpnm} при двустороннем питании необходимо в уравнение (64) подставить значения $\Delta U'_{cpnm}$ и $\Delta U'''_{cpn}$ из уравнений (84) и (86). Произведя эту подстановку и делая преобразования, получаем

$$\Delta U_{cpnm} = \frac{Ir}{12\,l}(2\alpha_{AB} + n_{cp} - 1)[3l(B+A) - 2(B^2+BA+A^2)].$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71), получим

$$\Delta U_{cpnm} = \frac{rA_c}{288\,Uln_{cp}}(2\alpha_{AB} + n_{cp} - 1)[3l(B+A) - 2(B^2+BA+A^2)]. \quad (114)$$

Средняя потеря напряжения в конце участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании $\Delta U_{макс}$ определяется подстановкой в уравнение (65) значений $\Delta U'_{макс}$ и $\Delta U'''_{к\,ср}$, которые были получены выше.

При одностороннем питании согласно уравнениям (73) и (79):

$$\Delta U'_{макс} = Irl \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{к\,ср} = \frac{Irl}{2}.$$

Подставляя приведенные значения $\Delta U'_{макс}$ и $\Delta U'''_{к\,ср}$ в уравнение (65) и делая преобразования, получаем

$$\Delta U_{макс} = \frac{Irl}{2}(1 + n_{cp}). \quad (115)$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71), то получим

$$\Delta U_{макс} = \frac{rlA_c}{48U}\left(\frac{1+n_{ср}}{n_{ср}}\right). \qquad (116)$$

При двустороннем питании согласно уравнениям (81) и (87):

$$\Delta U'_{макс} = \frac{Irl}{4} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{к\,ср} = \frac{Irl}{8}.$$

Подставляя приведенные значения $\Delta U'_{макс}$ и $\Delta U'''_{к\,ср}$ в уравнение (65) и делая преобразования, получаем следующее соотношение для определения $\Delta U_{макс}$ при двустороннем питании:

$$\Delta U_{макс} = \frac{Irl}{8}(1+n_{ср}). \qquad (117)$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71), получим

$$\Delta U_{макс} = \frac{rlA_c}{192U}\left(\frac{1+n_{ср}}{n_{ср}}\right). \qquad (118)$$

Средняя потеря мощности в тяговой или контактной сети ΔP определяется из уравнения (66). Для получения расчетных формул необходимо подставить в это уравнение приведенные выше значения $\Delta P'$ и $\Delta U'''_{ср}$, соответствующие заданной схеме питания, и значение $I_э^2 = 1{,}1\ \alpha I^2$ согласно уравнению (69).

При одностороннем питании в соответствии с уравнениями (80) и (77):

$$\Delta P' = \frac{I_э^2 rl}{2} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{3}.$$

Подставляя эти значения $\Delta P'$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение (66), выражая $I_э$ через I и делая преобразования, получаем

$$\Delta P = \frac{rlI^2}{1{,}82}\, n_{ср}\,[\alpha + 0{,}61\,(n_{ср} - 1)]. \qquad (119)$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71) и делая преобразования, получаем

$$\Delta P = \frac{rlA_c^2}{1\,050\,U^2}\left(\frac{\alpha - 0{,}61}{n_{ср}} + 0{,}61\right). \qquad (120)$$

При двустороннем питании согласно уравнениям (88) и (85):

$$\Delta P' = \frac{I_э^2 rl}{6} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{12}.$$

Подставляя эти значения $\Delta P'$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение (66), выражая $I_э$ через I и делая преобразования, получаем

$$\Delta P = \frac{rlI^2}{5{,}45}\, n_{ср}\,[\alpha + 0{,}455\,(n_{ср} - 1)]. \qquad (121)$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71) и делая преобразования, получаем

$$\Delta P = \frac{rlA_c^2}{3\,140\,U^2}\left(\frac{\alpha - 0{,}455}{n_{ср}} + 0{,}455\right). \qquad (122)$$

При узловом питании согласно уравнениям (91) и (90):

$$\Delta P' = \frac{I_э^2\, rl}{8} \quad \text{и} \quad \Delta U'''_{ср} = \frac{Irl}{32}.$$

Подставляя эти значения $\Delta P'$ и $\Delta U'''_{ср}$ в уравнение (66), выражая $I_э$ через I и производя преобразования, получаем следующую расчетную формулу для определения ΔP:

$$\Delta P = \frac{rlI^2}{7{,}26}\, n_{ср}\,[\alpha + 0{,}228\,(n_{ср} - 1)]. \qquad (123)$$

Если подставить в это уравнение значение I из уравнения (71) и сделать соответствующие преобразования, то получим

$$\Delta P = \frac{rlA_c^2}{4\,180U^2}\left(\frac{\alpha - 0{,}228}{n_{ср}} + 0{,}228\right). \qquad (124)$$

Среднеквадратичное значение тока нагрузки питающей линии или тяговой подстанции $I_{эл}$ определяется из уравнения (67). При одностороннем питании $I_1 = I$ и согласно уравнению (69) $I_{э1}^2 = 1{,}1\,\alpha I^2$. Подставляя эти значения I_1 и $I_{э1}$ в уравнение (67), получаем расчетную формулу для определения среднеквадратичного тока нагрузки питающей линии или тяговой подстанции

$$I_{эл}^2 = (In_{ср})^2\left(\frac{1{,}1\,\alpha - 1}{n_{ср}} + 1\right). \qquad (125)$$

Если в это уравнение подставить значение I из уравнения (71), то получим

$$I_{эл}^2 = \frac{A_c^2}{576U^2}\left(\frac{1{,}1\alpha - 1}{n_{ср}} + 1\right). \qquad (126)$$

Для случая двустороннего питания на однопутных и многопутных участках при параллельном соединении контактной подвески путей в уравнение (67) подставляем $I_1 = \frac{I}{2}$ и, согласно

но уравнению (72) $I_{э1}^2 = 1{,}4\alpha I_1^2$, делая преобразования, при этом получаем

$$I_{эл}^2 = \left(\frac{I}{2} n_{ср}\right)^2 \left(\frac{1{,}4\alpha - 1}{n_{ср}} + 1\right). \qquad (127)$$

Подставляя в это уравнение значение I из уравнения (71), получаем

$$I_{эл}^2 = \frac{A_c^2}{2\,300\,U^2} \left(\frac{1{,}4\alpha - 1}{n_{ср}} + 1\right). \qquad (128)$$

Коэффициентом эффективности нагрузки $\kappa_э$ называется отношение среднеквадратичного тока нагрузки к среднему его значению. Как видно из приведенных уравнений для определения $I_{эл}^2$, коэффициент эффективности равен:

для случая одностороннего питания

$$\kappa_э = \sqrt{\frac{1{,}1\,\alpha - 1}{n_{ср}} + 1}; \qquad (129)$$

для случая двустороннего питания

$$\kappa_э = \sqrt{\frac{1{,}4\alpha - 1}{n_{ср}} + 1}. \qquad (130)$$

Приведенные выше расчетные формулы уточненного метода электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения соответствуют формулам проф. В. Е. Розенфельда и для случаев одностороннего и двустороннего питания сведены в табл. 19. Основные расчетные формулы для случая узлового питания приведены в тексте.

Величины, входящие в приведенные расчетные формулы, имеют следующие значения:

I — среднее значение тока, потребляемого поездом за время хода его по участку питания, в *а*;

A_c — суточный расход электроэнергии на участке питания в *вт·ч*;

U — номинальное напряжение на токоприемнике в *в*;

l — длина участка питания в *км*;

A и B — расстояние от подстанции до начала и конца рассматриваемого перегона в *км*;

r — сопротивление тяговой или контактной сети в *ом/км*;

$\alpha = \frac{t}{t_m}$ — отношение общего времени хода поезда по участку питания ко времени, в течение которого поездом потребляется электроэнергия;

$\alpha_{AB} = \frac{I'}{I}$ — отношение среднего значения тока, потребляемого поездом за время хода под током по рассматриваемому перегону, к среднему значению тока за время хода поезда по всему участку питания и

$n_{cp} = \frac{N}{N_0} n$ — среднее число поездов на участке питания

$\left(\frac{N}{N_0}\right.$ — степень использования пропускной способности участка, равная отношению заданного числа поездов, которое необходимо пропустить через участок, к числу поездов при полном использовании пропускной способности участка, и n — число поездов, находящихся на участке питания при полном использовании его пропускной способности $\left.\right)$.

Применение уточненного метода электрического расчета и его точность. Приведенный метод позволяет определять средние значения расчетных величин, которые необходимо иметь при проектировании и эксплуатации устройств энергоснабжения.

Более точные результаты могут быть получены, если значения величин, входящих в основные соотношения, определять исходя из кривых потребления тока, полученных в результате тяговых расчетов. При этом указанные величины определяют с учетом принятой схемы питания контактной сети. В данном случае при расчетах непосредственно используют приведенные выше основные соотношения. Подобный прием расчета целесообразно использовать, когда ток, потребляемый поездом за время хода его по участку питания, значительно изменяется и места наибольшего потребления тока несимметрично расположены относительно тяговых подстанций при двустороннем или узловом питании.

На практике значительно чаще используются расчетные формулы, приведенные в табл. 19. Расчеты в этом случае значительно упрощаются, хотя и несколько снижается точность получаемых результатов. При приближенных расчетах обычно исходят из среднесуточного потребления электроэнергии на участке питания A_c, определяя его по удельному расходу электроэнергии.

Приведенные основные соотношения и расчетные формулы даны для случая, когда на участке питания обращаются однотипные поезда. В действительности же в обращении обычно находятся поезда различных типов. Однако и в этом случае могут быть использованы расчетные формулы, приведенные в табл. 19. Необходимо только величину A_c определять с учетом обращения на участке поездов различных типов или подставлять в расчетные формулы средневзвешенное значение средних токов I, потребляемых поездами различных типов на участке питания. Как показал

Таблица 19

Основные расчетные формулы уточненного метода электрического расчета тяговых сетей по средним размерам движения

Наименование расчетной величины	Одностороннее питание	Двустороннее питание
Среднее значение тока нагрузки питающей линии $I_л$	In_{cp}	$\frac{In_{cp}}{2}$
	$\frac{A_c}{24\,U}$	$\frac{A_c}{48\,U}$
Средняя потеря напряжения до токоприемника за все время хода поезда по участку питания ΔU_{cp}	$\frac{Irl}{3}\left(\frac{1}{2}+n_{cp}\right)$	$\frac{Irl}{12}\left(1+n_{cp}\right)$
	$\frac{rlA_c}{72\,U}\left(\frac{1}{2n_{cp}}+1\right)$	$\frac{rlA_c}{288\,U}\left(\frac{1}{n_{cp}}+1\right)$
Средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда по участку питания под током ΔU_{cpm}	$\frac{Irl}{3}\left(\frac{3\alpha-2}{2}+n_{cp}\right)$	$\frac{Irl}{12}\left(2\alpha-1+n_{cp}\right)$
	$\frac{rlA_c}{72\,U}\left(\frac{3\alpha-2}{2n_{cp}}+1\right)$	$\frac{rlA_c}{288\,U}\left(\frac{2\alpha-1}{n_{cp}}+1\right)$
Средняя потеря напряжения в конце участка при одностороннем питании и в точке токораздела при двустороннем питании $\Delta U_{макс}$	$\frac{Irl}{2}(1+n_{cp})$	$\frac{Irl}{8}(1+n_{cp})$
	$\frac{rlA_c}{48U}\left(\frac{1+n_{cp}}{n_{cp}}\right)$	$\frac{rlA_c}{192\,U}\left(\frac{1+n_{cp}}{n_{cp}}\right)$

Средняя потеря напряжения до токоприемника за время хода поезда по отдельному перегону ΔU_{cpnm}	$\frac{Ir}{6l}\{3l(B+A)\alpha_{AB}+(n_{cp}-1)\,[3l\,(B+A)-(B^2+BA+A^2)]\}$	$\frac{Ir}{12l}(2\,\alpha_{AB}+n_{cp}-1)\,[3l(B+A)-2(B^2+BA+A^2)]$
	$\frac{rA_c}{144Uln_{cp}}\{3l(B+A)\alpha_{AB}+(n_{cp}-1)\times[3l(B+A)-(B^2+BA+A^2)]\}$	$\frac{rA_c}{288Uln_{cp}}(2\alpha_{AB}+n_{cp}-1)\,[3l(B+A)-2(B^2+BA+A^2)]$
Средняя потеря мощности в тяговой или контактной сети ΔP	$\frac{rlI^2}{1,82}n_{cp}[\alpha+0,61(n_{cp}-1)]$	$\frac{rlI^2}{5,45}n_{cp}[\alpha+0,455(n_{cp}-1)]$
	$\frac{rlA_c^2}{1\,050U^2}\left(\frac{\alpha-0,61}{n_{cp}}+0,61\right)$	$\frac{rlA_c^2}{3\,140U^2}\left(\frac{\alpha-0,455}{n_{cp}}+0,455\right)$
Квадрат среднеквадратичного тока нагрузки подстанции или питающей линии $I_{эл}^2$	$(In_{cp})^2\left(\frac{1,1\,\alpha-1}{n_{cp}}+1\right)$	$\left(\frac{I}{2}n_{cp}\right)^2\left(\frac{1,4\,\alpha-1}{n_{cp}}+1\right)$
	$\frac{A_c^2}{576\,U^2}\left(\frac{1,1\,\alpha-1}{n_{cp}}+1\right)$	$\frac{A_c^2}{2\,300\,U^2}\left(\frac{1,4\,\alpha-1}{n_{cp}}+1\right)$
Коэффициент эффективности (отношение среднеквадратичного к среднеарифметическому токов нагрузки подстанции или питающей линии) $\kappa_э$	$\sqrt{\frac{1,1\,\alpha-1}{n_{cp}}+1}$	$\sqrt{\frac{1,4\,\alpha-1}{n_{cp}}+1}$

Е. П. Фигурнов, применительно к аналогичным расчетным формулам погрешность в этом случае не превышает 5%.

При малых размерах движения и небольших расстояниях между подстанциями среднее число поездов на участке питания $n_{ср}$ может быть меньше единицы. Это означает, что в течение отдельных интервалов расчетного периода поезда на участке питания отсутствуют. В таких случаях при определении потери напряжения представляет интерес только та часть периода, в течение которой на участке имеется нагрузка. Поэтому в расчет вводится не полученное значение $n_{ср} < 1$, а принимается $n_{ср} = 1$.

По формулам табл. 19 могут быть найдены значения потерь напряжения и мощности как в тяговой, так и в контактной сети.

В случае параллельного соединения контактной сети путей на многопутных участках используются формулы для двустороннего питания.

При определении средней потери напряжения до токоприемника поезда за время его хода по отдельному перегону или блок-участку для проверки соответствия ее установленным требованиям число поездов на участке питания принимается в соответствии с ТУПЭ-57 (см. главу IX).

Приведенный уточненный метод электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения, так же как и все другие упрощенные методы расчета, является приближенным и основан на целом ряде допущений. Наиболее существенным из этих допущений является принятие количества поездов на участке питания неизменным, равным среднему их числу за рассматриваемый период, и независимость месторасположения на участке питания поездов и токов, потребляемых ими, друг от друга. Первое из этих допущений приводит к незначительному преуменьшению результатов расчета, так как при определении средней потери мощности в тяговой или контактной сети и среднеквадратичного тока нагрузки вместо среднего значения произведения числа поездов на число сопутствующих поездов на участке питания $\overline{m(m-1)}$ в приведенные формулы подставлено произведение их средних значений $n_{ср}(n_{ср}-1)$, или, другими словами, принято $\overline{m^2} = n_{ср}^2$. Погрешность в связи с принятием этого допущения тем больше, чем неравномернее график движения поездов.

Вследствие второго допущения — независимости месторасположения поездов и токов, потребляемых ими, не учитывается фактическое взаимное расположение поездов на участке питания, которое зависит от принятой организации движения поездов, и, в частности, не учитывается ограничение минимального расстояния между поездами одного направления и невозможность одновременного нахождения нескольких поездов на одном блок-участке. Это допущение приводит к небольшому преувеличению результатов расче-

та, т. е. в некоторой степени компенсирует неточность от первого допущения.

В целом описанный уточненный метод электрического расчета по средним размерам движения для случаев, встречающихся на практике по оценке проф. Розенфельда В. Е., дает погрешность, обычно не превышающую 5—10%.

Для дальнейшего уточнения результатов расчета В. Е. Розенфельд предложил при пользовании приведенными формулами вводить дополнительно поправочные коэффициенты, полученные на основании анализа результатов расчетов и графиков движения поездов.

Имелась также попытка уточнить описанный метод путем учета увеличения среднего значения произведения $\overline{m(m-1)}$ в течение заданного периода времени вследствие изменения количества поездов на участке питания, т. е. из-за неравномерности графика их движения. В данном случае закон изменения числа поездов на участке питания был принят волевым порядком и одинаковым во всех случаях независимо от условий работы данной железнодорожной линии и того, какую расчетную величину необходимо определять. Одновременно с этим не устранялась погрешность от второго допущения (независимость месторасположения поездов и токов, потребляемых ими), которая, как было указано, в известной степени компенсирует погрешность от первого допущения. Поэтому конечная точность результатов расчета при таком учете организации движения поездов не только не превышает, но во многих случаях, встречающихся на практике, ниже точности изложенного метода, а вывод расчетных формул значительно сложнее. В связи с этим указанную попытку уточнения описанного метода электрического расчета по средним размерам движения следует рассматривать как неудачную.

Пример. Участок имеет двустороннее питание, контактная сеть обоих путей соединена параллельно и ее сопротивление составляет $r_к = 0{,}04$ *ом/км*. Сопротивление рельсовой сети составляет $r_р = 0{,}01$ *ом/км*. Напряжение в контактной сети $U = 3\,000$ *в*, расстояние между тяговыми подстанциями $l = 26$ *км*. Максимальная пропускная способность участка $N_0 = 120$ пар поездов в сутки, а заданное число поездов $N = 80$ пар в сутки. Число поездов, находящихся на участке питания при полном использовании пропускной способности, $n = 6$. Коэффициент $\alpha = 1{,}2$. Среднесуточный расход электроэнергии на участке питания составляет $A_с = 160 \cdot 10^6$ *вт·ч*.

Требуется определить ток нагрузки в питающих линиях, среднеквадратичное значение этого тока, среднюю и максимальную потери напряжения на токоприемнике и потерю мощности в тяговой сети.

Определяем среднее значение тока нагрузки в питающих линиях одной подстанции

$$I_д = \frac{160 \cdot 10^6}{48 \cdot 3\,000} = 1\,110 \ а.$$

Среднее число поездов на участке питания будет

$$n_{ср} = \frac{80}{120} \cdot 6 = 4.$$

Определяем среднеквадратичное значение тока нагрузки в питающих линиях подстанции

$$I^2_{э.л} = \frac{160^2 \cdot 10^{12}}{2\,300 \cdot 3\,000^2}\left(\frac{1{,}4 \cdot 1{,}2 - 1}{4} + 1\right) = 1{,}755 \cdot 10^6 a^2,$$

или

$$I_{э.л} = 1\,325\ a.$$

Определяем среднюю потерю напряжения на токоприемнике за время хода поезда по участку питания под током

$$\Delta U_{ср.т} = \frac{(0{,}04 + 0{,}01)\,26 \cdot 160 \cdot 10^6}{288 \cdot 3\,000}\left(\frac{2 \cdot 1{,}2 - 1}{4} + 1\right) = 325\ в.$$

Средняя потеря напряжения в точке токораздела будет

$$\Delta U_{макс} = \frac{(0{,}04 + 0{,}01)\ 26 \cdot 160 \cdot 10^6}{192 \cdot 3\,000} \cdot \frac{(1 + 4)}{4} = 451\ в.$$

Определяем среднюю потерю мощности в проводах контактной сети

$$\Delta P = \frac{0{,}4 \cdot 26 \cdot 160^2 \cdot 10^{12}}{3\,140 \cdot 3\,000^2}\left(\frac{1{,}2 - 0{,}455}{4} + 0{,}455\right) = 0{,}605 \cdot 10^6\ вт,$$

или

$$\Delta P = 605\ квт.$$

Упрощенные способы определения максимальных значений тока нагрузки и потери напряжения на токоприемнике. Рассмотренный выше уточненный метод электрического расчета устройств энергоснабжения дает возможность достаточно просто находить средние значения расчетных величин. При проектировании и эксплуатации устройств энергоснабжения электрических железных дорог возникает также необходимость в определении наибольших токов нагрузки подстанций и питающих линий. Кроме того, необходимо располагать способами, позволяющими достаточно просто определять максимальную потерю напряжения до токоприемника или минимальное напряжение на нем.

Величину максимального тока нагрузки необходимо знать для выбора тока уставки быстродействующих выключателей, устанавливаемых на подстанциях и постах секционирования для защиты от токов короткого замыкания, а также для проверки соответствия выбранных числа и мощности преобразовательных агрегатов тяговых подстанций кратковременным перегрузкам (в течение 1 *мин*), которые могут иметь место в условиях эксплуатации.

Максимальные значения тока нагрузок, как было сказано выше, могут быть найдены методом сечения графика. Для получения большей точности в этом случае сечение графика необходимо производить по характерным точкам. Однако такой метод далеко не всегда используется на практике вследствие значительной затраты времени при проведении расчетов. Поэтому часто определение максимальных величин тока производится исходя из условных схем расположения нагрузок, которые выбираются на основании анализа условий работы участка и кривых изменения тока, потребляемого поездами. В этом случае учитывается возможность одно-

временного пуска двух или нескольких поездов на участке питания, сгущения поездов на участке питания в соответствии с расстановкой сигналов автоблокировки, пропуска поездов двойной тягой, расположения поездов на подъемах, т. е. реально возможные случаи, при которых нагрузка будет иметь максимальное значение.

Ранее был приведен вывод расчетных формул для определения $\Delta U_{макс}$ при уточненном аналитическом методе электрического расчета тяговых сетей. Как было уже указано, $\Delta U_{макс}$ является средней величиной потери напряжения на токоприемнике в конце

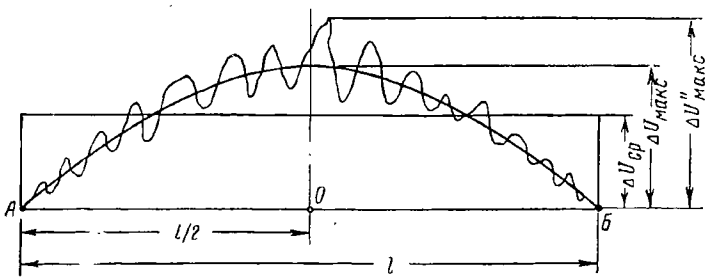


Рис. 163. Диаграмма изменения потери напряжения на токоприемнике при двустороннем питании

участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании. Поэтому наибольшая величина потери напряжения на токоприемнике в отдельные моменты времени может значительно превышать $\Delta U_{макс}$. На рис. 163 показана кривая изменения средней величины потери напряжения на токоприемнике при двустороннем питании (подстанции расположены в точках $А$ и $Б$). Максимальной величины $\Delta U_{макс}$ потеря напряжения на токоприемнике достигает в точке $О$ при $\frac{l}{2}$. В действительности потеря напряжения на токоприемнике, как показано на рис. 163, изменяется по некоторой ломаной линии; при этом в отдельных точках фактическая величина потери может быть как больше, так и меньше среднего значения, которое определяется параболической кривой. Фактическая величина максимальной потери напряжения на токоприемнике имеет наибольшее значение при неблагоприятном расположении поездов на участке питания (при их сгущении), при совпадении по времени моментов трогания и разгона отдельных поездов, проследовании тяжелых поездов двойной тягой и т. д. Поэтому отличают наибольшую потерю напряжения на токоприемнике $\Delta U''_{макс}$, которую часто называют максимальной кратковременной потерей напряжения на токоприемнике, от средней потери напряжения $\Delta U_{макс}$ в конце участка при одностороннем питании или в точке токораздела при двустороннем питании.

Определив величину максимальной кратковременной потери напряжения на токоприемнике $\Delta U_{макс}$, можно найти минималь-

ный уровень напряжения на токоприемнике вычитанием $\Delta U_{макс}$ из напряжения на шинах тяговых подстанций, питающих данный участок.

Для обеспечения нормальных условий работы электроподвижного состава необходимо, чтобы минимальный уровень напряжения на токоприемнике был не ниже определенной заданной величины. Соответственно этому и максимальная кратковременная потеря напряжения $\Delta U'_{макс}$ на токоприемнике не должна превышать определенного заданного значения. В связи с этим при проектировании и эксплуатации устройств энергоснабжения возникает необходимость в определении величины $\Delta U'_{макс}$.

Максимальная кратковременная потеря напряжения $\Delta U'_{макс}$ может быть определена описанным выше методом сечения графика. В этом случае, так же как при определении других максимальных величин, для получения большей точности сечение графика следует производить по характерным точкам. Величина $\Delta U'_{макс}$ может быть также найдена исходя из условных схем расположения нагрузок.

Для приближенных расчетов может быть использован следующий упрощенный способ определения максимальной величины потери напряжения на токоприемнике. Если сопоставить приведенные формулы (см. табл. 19) уточненного метода электрического расчета для определения средней $\Delta U_{ср}$ и максимальной $\Delta U_{макс}$ величин потери напряжения на токоприемнике поезда для случая двустороннего питания, то получим

$$\Delta U_{макс} = \frac{3}{2}\Delta U_{ср}. \qquad (а)$$

Величина максимальной кратковременной потери напряжения на токоприемнике $\Delta U'_{макс}$ приближенно может быть найдена из следующего соотношения:

$$\Delta U'_{макс} = K\Delta U_{макс} = \frac{3}{2}K\Delta U_{ср}. \qquad (131)$$

Значение $\Delta U_{ср}$ в этом случае необходимо определять для условий наибольшего сгущения поездов на участке питания, т. е. практически принимать $n_{ср} = n$, что соответствует случаю полного использования пропускной способности участка.

Согласно данным Л. Г. Абелишвили величина K зависит от числа действующих (потребляющих ток) поездов на участке питания n'' и может быть найдена из следующего соотношения:

$$K = \frac{2{,}2 + n''}{1 + n''}.$$

Чем больше на участке питания находится действующих поездов, тем меньше величина K. Практически величина K изменяет-

ся в пределах от 1,2 до 1,4. Используя соответствующие формулы приведенного уточненного метода расчета по средним размерам движения, можно по уравнению (131) определить $\Delta U_{макс}$. Расчет в этом случае необходимо вести для периода наиболее интенсивного движения, а значение n'' принимать равным n. Если необходимо иметь более точные результаты, то следует пользоваться методом сечения графика.

Особенности расчета тяговых сетей при электрической тяге на переменном токе. Сечение проводов контактной сети при электрической тяге на переменном токе обычно принимается минимальным по условиям обеспечения необходимой механической устойчивости контактной подвески. Последнее становится возможным в связи со значительно более высоким напряжением в контактной сети. Поэтому при электрических расчетах тяговых сетей дорог переменного тока обычно исходят из заданного сечения проводов контактной сети и определяют потери напряжения и мощности, а также значения нагрузок, приходящихся на питающие линии и тяговые подстанции, и эффективные значения этих нагрузок.

Особенностью расчета тяговых сетей дорог переменного тока является то, что в этом случае учитывается не только активная, но и реактивная мощность, потребляемая электроподвижным составом. Кроме того, в расчетах учитывается как активное, так и реактивное сопротивление тяговой сети.

Значения активного и реактивного сопротивления тяговой сети при электрической тяге на переменном токе промышленной частоты для наиболее часто применяемых типов контактной подвески приведены в табл. 17.

Электрический расчет тяговых сетей дорог однофазного переменного тока можно выполнять методом сечения графика или приближенными методами.

В первом случае производится сечение графика движения поездов через определенные интервалы времени, и по кривым изменения активной и реактивной мощности, потребляемых поездами за время их хода по участку питания, определяют мгновенные схемы приложения нагрузок для каждого сечения графика аналогично тому, как это было описано выше, применительно к расчету тяговых сетей дорог постоянного тока.

Для каждой мгновенной схемы приложения нагрузок определяют требуемые расчетные величины (активная и реактивная нагрузки тяговых подстанций, потеря напряжения до токоприемника, потеря мощности в тяговой сети и т. д.). Расчеты в данном случае производят аналогично расчету линий электропередачи, принцип выполнения которого описан выше. Этот расчет может быть выполнен графически, построением векторных диаграмм.

Вначале рассмотрим наиболее простую схему, когда на участке при одностороннем питании имеется одна нагрузка, расположенная на расстоянии l от подстанции, как показано на рис. 164, *а*.

Для построения векторной диаграммы, приведенной на рис. 164, *б*, отложим от точки *О* вектор напряжения U_m на токоприемнике поезда и вектор тока I, потребляемого поездом. Вектор тока отстает от вектора напряжения на угол φ. Отложим от точки *а* величину активного падения напряжения в тяговой сети (параллельно вектору I), которое равно Ilr_a, где r_a — активное сопротивление тяговой сети в *ом/км*. Отложим от точки *б* индуктивное падение напряжения в тяговой сети (перпендикулярно вектору *аб*), которое равно Ilx, где x — индуктивное сопротивление тяговой сети в *ом/км*. Соединяя точки *О* и *в*, получаем вектор $U_п$ напряжения на подстанции, который сдвинут по отношению к напряжению на токоприемнике на угол 0, а по отношению к току I — на угол φ_1. Вектор *ав*, равный геометрической сумме векторов *аб* и *бв*, представляет собой полное падение напряжения в тяговой сети. Полное падение напряжения в тяговой сети равно Ilz, где z — полное сопротивление тяговой сети в *ом/км*, при этом

$$z = \sqrt{r_a^2 + x^2}.$$

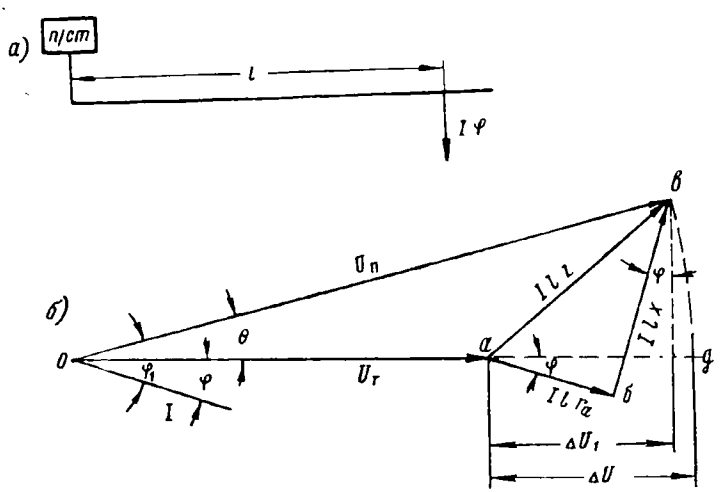


Рис. 164. Схема приложения нагрузки и векторная диаграмма для случая одной нагрузки при одностороннем питании

С точки зрения работы электроподвижного состава важно знать потерю напряжения до токоприемника ΔU, которая равна арифметической разности между напряжениями $U_п$ и U_m (отрезок *ад*). Для упрощения расчетов обычно вместо ΔU определяют продольное падение напряжения ΔU_1, которое по величине практически мало отличается от ΔU (до 3—5%). Проектируя векторы *аб* и *бв* на линию *Од* и учитывая сказанное, получаем

$$\Delta U \approx \Delta U_1 = Il\,(r_a \cos\varphi + x \sin\varphi). \qquad (132)$$

Используя уравнение (132), можно определить потерю напряжения до токоприемника, не производя построения векторной диаграммы.

Рассмотрим более сложный случай, когда на участке питания имеются две нагрузки. Схема расположения нагрузок и векторная диаграмма для этого случая показаны на рис. 165, *а* и *б*. При

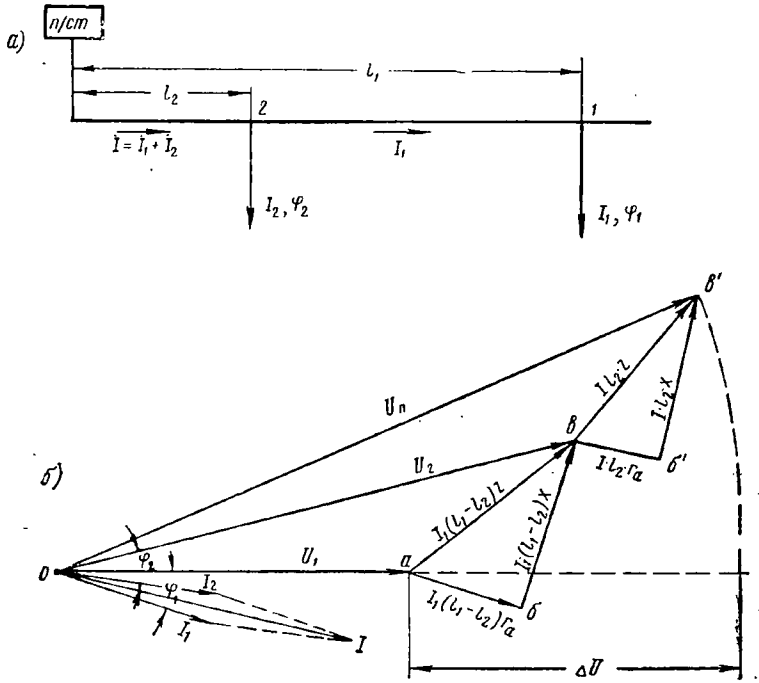


Рис. 165. Схема расположения нагрузок и векторная диаграмма для случая двух нагрузок при одностороннем питании

построении векторной диаграммы вначале откладываем векторы U_1 (напряжение на токоприемнике крайнего поезда) и I_1 (ток, потребляемый этим поездом). Затем от точки *а* откладываем активное и индуктивное падения напряжения в тяговой сети на участке *1—2* и, соединяя точки *О* и *в*, получаем вектор напряжения U_2 в точке *2* (на токоприемнике второго поезда). Геометрически суммируя токи I_1 и I_2, получаем ток I, который протекает в тяговой сети на участке между точкой *2* и подстанцией.

Откладывая от точки *в* активное и индуктивное падения напряжения в тяговой сети на этом участке, вызванные током I, и соединяя точки *О* и *в'*, получаем вектор напряжения на подстанции $U_п$. Аналогичным путем может быть выполнен расчет, если на участке питания будут находиться три поезда и более.

Если все n нагрузок имеют одинаковый угол сдвига фаз, равный φ, то потеря напряжения до токоприемника поезда, наиболее удаленного от подстанции, приближенно может быть найдена из соотношения

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{i=n} I_i l_i (r_a \cos\varphi + x \sin\varphi). \qquad (132')$$

При двустороннем и многостороннем питании вначале устанавливают токораспределение и определяют точки токораздела. Затем в точках токораздела тяговую сеть разрезают и расчет отдельных ее частей производят так же, как для случая одностороннего питания. Токораспределение и точки токораздела устанавливают так же, как при расчете тяговых сетей постоянного тока, но раздельно для активных и реактивных составляющих токов нагрузок. Если коэффициент мощности отдельных нагрузок одинаков, то токораспределение можно определять без разложения нагрузок на активные и реактивные составляющие.

Потеря мощности в тяговой сети определяется по следующей формуле:

$$\Delta P = I^2 l r_a. \qquad (133)$$

При наличии нескольких поездов на участке питания потеря мощности в тяговой сети определяется отдельно для каждого пролета между поездами и пролета между подстанцией и ближайшим к ней поездом. Для определения общей потери мощности в тяговой сети на участке питания полученные величины потери мощности в отдельных пролетах суммируют. Строго говоря, величина тока, протекающего в каждом пролете тяговой сети, должна быть найдена геометрическим суммированием токов, потребляемых поездами, которые расположены между данным пролетом и концом участка питания или его точкой токораздела. Практически в этом случае с достаточной точностью можно производить арифметически суммирование токов при определении потерь мощности, нагрузок питающих линий и эффективных значений этих нагрузок.

На основании результатов расчета мгновенных схем приложения нагрузок, соответствующих различным сечениям графика, производят построение диаграмм изменения расчетных величин в течение рассматриваемого периода времени и определяют их средние и максимальные значения.

Если принять, что все нагрузки имеют одинаковый угол сдвига фаз φ, то электрический расчет тяговых сетей дорог переменного тока может быть произведен методом расчета по средним размерам движения, который был изложен выше применительно к расчету тяговых сетей дорог постоянного тока.

В этом случае в расчетные формулы, которые приведены в табл. 19, необходимо вместо омического сопротивления r при определении потерь напряжения подставлять выражение $r_a \cos\varphi + x \sin\varphi$, а при определении потерь мощности — r_a.

Формулы для определения квадрата среднеквадратичного тока нагрузки подстанции или питающей линии, приведенные в табл. 19, могут быть непосредственно использованы при электрической тяге на переменном токе, при этом в случае малого расхождения углов сдвига фаз отдельных нагрузок погрешность получается незначительной.

При определении средних значений указанных величин используют те формулы табл. 19, в которых эти величины выражены через среднее значение тока, потребляемого поездом.

В случае использования электровозов однофазно-постоянного тока с ртутными выпрямителями учитывается влияние индуктивного сопротивления трансформаторов и тяговой сети на уровень напряжения и скорость электровозов. Способ такого учета сложен и поэтому не рассматривается.

Вопросы для повторения

1. Какие исходные допущения приняты при выводе расчетных формул уточненного метода электрического расчета устройств энергоснабжения по средним размерам движения?
2. Выведите расчетные формулы для определения средней потери напряжения на токоприемнике за время хода поезда по участку питания и средней величины потери мощности в тяговой или контактной сети.
3. Выведите расчетные формулы для определения среднеквадратичного тока нагрузки подстанции или питающей линии.
4. Как определяется максимальное значение тока нагрузки?
5. Что такое максимальная кратковременная потеря напряжения на токоприемнике и как она определяется?
6. В чем заключаются особенности расчета тяговых сетей при электрической тяге на переменном токе?

5. РАСЧЕТ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ НА НАГРЕВАНИЕ

Провода контактной сети нагреваются под действием протекающего тока. Для обеспечения надежной работы контактной сети необходимо, чтобы максимальная температура нагрева проводов при наиболее неблагоприятных сочетаниях нагрузок и метеорологических условий не превышала наибольшей допустимой температуры нагрева для данного типа провода.

Применяемые в устройствах контактной сети медные, алюминиевые и бронзовые провода при их изготовлении подвергаются волочению в холодном состоянии и благодаря этому имеют повышенную механическую прочность. При чрезмерном нагревании проводов происходит их отжиг, связанный с частичной потерей механической прочности. Степень ее снижения зависит от температуры нагрева, его продолжительности и наличия примесей.

Наличие весьма небольшого количества примесей может значительно изменить тепловую устойчивость проводов. На рис. 166 показаны кривые зависимости температуры от продолжительности отжига, соответствующего 5% снижению прочности медного провода при различном содержании серебра. Заштрихованная полоса соответствует содержанию серебра в электролитической меди, из которой изготовляют провода.

Из-за сложности методики учета продолжительности нагрева проводов в эксплуатации до различной температуры и разброса данных, характеризующих тепловую устойчивость проводов, выпускаемых промышленностью, расчет их нагревания производится исходя из установленной максимально допустимой температуры нагрева.

Имеющиеся многочисленные экспериментальные данные позволяют для контактной сети считать наибольшей допустимой температурой нагрева медных проводов 100° и алюминиевых 80°С.

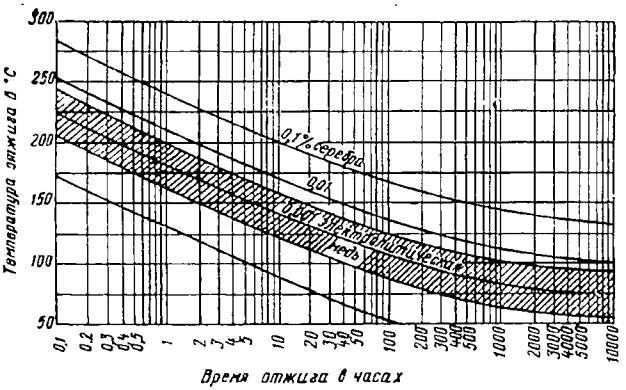


Рис. 166. Кривые зависимости температуры от продолжительности отжига, соответствующего 5% снижению прочности медного провода при различном содержании серебра

Температура нагрева провода в значительной степени зависит от условий его охлаждения, характеризуемых величиной теплоотдачи с поверхности провода ω, которая представляет собой мощность, отдаваемую с поверхности единицы длины провода, когда его температура превышает температуру окружающей среды на 1°, и обычно выражается в *вт/м*°С.

Величина теплоотдачи зависит от конструкции провода (формы и геометрических размеров поперечного сечения провода), состояния его поверхности и скорости воздушного потока (ветра).

Величина теплоотдачи с поверхности провода, отнесенная к единице его длины, повышается с увеличением диаметра провода. Однако величина теплоотдачи в этом случае увеличивается в меньшей степени, чем площадь поперечного сечения провода. Поэтому допускаемая по условиям нагревания плотность тока (величина тока, отнесенная к 1 *мм*^{2} поперечного сечения провода) при прочих равных условиях уменьшается с увеличением сечения провода.

У провода, имеющего окисленную и покрытую копотью поверхность, величина теплоотдачи несколько больше, чем у нового провода, имеющего блестящую поверхность. В расчетах принимают

значения теплоотдачи, соответствующие закопченной поверхности провода, что обычно бывает в условиях эксплуатации.

Наименьшая теплоотдача с поверхности провода, т. е. наибольшая температура его нагрева, происходит, когда провод находится в закрытом помещении и не обдувается принудительно потоком воздуха (случай свободной конвекции). Теплоотдача с поверхности проводов, работающих в открытых установках, больше даже при самых неблагоприятных условиях охлаждения их. На основании имеющихся опытных данных в качестве наиболее неблагоприятных метеорологических условий охлаждения проводов открытых установок обычно принимают скорость воздушного потока, обдувающего провод, равной 1 *м/сек*.

Найденные экспериментальным путем на специальной установке (в ЦНИИ) при скорости воздушного потока 1 *м/сек* величины теплоотдачи с поверхности проводов, наиболее часто применяемых в устройствах контактной сети, приведены в табл. 20.

Таблица 20

Величина теплоотдачи с поверхности проводов, наиболее часто применяемых в устройствах контактной сети, при скорости воздушного потока 1 *м/сек*

Марка провода	Теплоотдача в *вт/м* °С	Марка провода	Теплоотдача в *вт/м* °С
ТФ 100	1,47	А150	1,66
ТФ 85	1,38	А185	1,77
М120	1,62	МГГ95	1,62
М95	1,49	МГГ70	1,49
М70	1,35	МГГ50	1,32
М50	1,19	МГГ10	0,83

Величина теплоотдачи с поверхности проводов других типов для скорости воздушного потока 1 *м/сек* может быть найдена из следующего уравнения, которое получено в результате соответствующей обработки указанных экспериментальных данных:

$$w = 0{,}19d + 1{,}99\sqrt{0{,}27d + 0{,}0416d^{3/2}}, \qquad (134)$$

где d — диаметр провода в *см* (при витых проводах диаметр описанной окружности, а при профилированных — среднее значение между высотой и шириной провода).

Опыты показывают, что износ контактного провода (до 20—25% его поперечного сечения) сравнительно мало влияет на величину теплоотдачи с его поверхности. Поэтому приведенные в табл. 20 значения теплоотдачи с поверхности нового контактного провода можно принимать и для провода, имеющего износ до указанных пределов.

При проведении тепловых расчетов, если отсутствуют данные многолетних метеорологических наблюдений, принимают наибольшую температуру окружающего воздуха +40°С.

Задачей теплового расчета контактной сети является определение наибольшей температуры нагрева ее проводов, которая может быть в период наиболее интенсивной нагрузки. Если значение температуры, полученное в результате расчета, не превышает максимально допустимой температуры для данного типа провода, то можно считать, что выбранные сечения проводов и конструкция сети соответствуют поставленным требованиям.

Обычно наиболее опасным сечением в отношении нагрева проводов контактной сети является сечение, которое расположено в непосредственной близости от места присоединения питающих линий тяговых подстанций, так как в этих сечениях величина тока нагрузки наибольшая. В отдельных, более редких случаях сечение, опасное в отношении нагрева, может быть расположено между тяговыми подстанциями, около места уменьшения сечения проводов контактной сети. В дальнейшем такие сечения будем называть расчетными.

Провода контактной сети, соединенные параллельно, нагреваются неодинаково. Поэтому проверка на нагревание производится не всех проводов, соединенных параллельно, а только того провода, температура нагрева которого может в первую очередь превысить максимально допустимую. В качестве критерия для выбора такого провода может служить следующее соотношение:

$$A = \theta_{\partial} R_1 w, \tag{135}$$

где θ_{∂} — наибольшая допустимая температура перегрева для данного типа провода (превышение максимально допустимой температуры нагрева провода над наибольшей температурой окружающей среды);

R_1 — сопротивление 1 *м* провода при наибольшей допустимой температуре его нагрева.

По уравнению (135) определяют значение A для каждого провода пучка. Ограничивающим по нагреву может быть тот провод пучка, для которого величина A имеет минимальное значение.

Обычно ограничивающими по нагреву являются контактные провода и витые провода большего сечения. Стальной несущий трос и биметаллические провода, как правило, можно не проверять на нагревание.

В табл. 16 для наиболее часто применяемых сечений контактной подвески указаны провода, которые ограничивают величину тока по условиям нагрева (провода, температура нагрева которых раньше достигает максимально допустимого значения).

Существенным вопросом является правильный выбор расчетных схем, режима работы электрифицированной линии и питания контактной сети, которые реально могут иметь место и являются наиболее неблагоприятными в отношении нагрева проводов в выбранных расчетных сечениях.

При тепловых расчетах в качестве расчетного режима в случае нормальной схемы питания контактной сети предусматривается

возможность пропуска пачки поездов с минимальным интервалом, который допускается устройствами автоблокировки, при этом на однопутных участках можно еще предусматривать пропуск сдвоенных поездов.

Расчетной схемой может быть раздельное питание контактной сети отдельных путей на многопутных участках, нормально соединенных через пост секционирования, или одностороннее питание сети вместо двустороннего при выходе из работы по каким-либо причинам поста секционирования или одной из подстанций. Наиболее неблагоприятным в отношении нагрева проводов может явиться случай выхода из работы одной из подстанций, когда электрифицированная дорога продолжает работать при несколько сниженном объеме перевозок. Расчетные режимы работы участка и схему питания контактной сети выбирают исходя из эксплуатационных требований, предъявляемых к работе данного участка.

Наибольшая температура нагрева провода в течение рассматриваемого периода времени определяется по кривой ее изменения, которую строят исходя из графика изменения тока, протекающего через расчетное сечение провода.

При расчете проводов контактной сети на нагревание исходным является уравнение теплового состояния однородного тела. Это уравнение, выведенное с учетом изменения сопротивления провода при его нагревании, имеет следующий вид:

$$\theta = \theta_0\, e^{-\frac{w - I^2 R_0 \alpha}{q\gamma\beta} t} + \frac{R_0 I^2}{w - I^2 R_0 \alpha}\left(1 - e^{-\frac{w - I^2 R_0 \alpha}{q\gamma\beta} t}\right), \qquad (136)$$

где θ — конечная температура перегрева провода в °С;

θ_0 — начальная температура перегрева провода в °С;

e — основание натуральных логарифмов ($e = 2{,}718$);

w — теплоотдача с поверхности провода в *вт/м* °С;

q — площадь поперечного сечения провода в *мм*^{2};

γ — удельный вес материала провода в *г/см*^{3} (для меди $\gamma = 8{,}91$ и для алюминия $\gamma = 2{,}7$);

β — теплоемкость материала провода в *вт сек/г* °С (для меди $\beta = 0{,}39$ и для алюминия $\beta = 0{,}9$);

α — температурный коэффициент изменения сопротивления (для меди $\alpha = 0{,}0038$ и для алюминия $\alpha = 0{,}0039$);

R_0 — сопротивление 1 *пог. м* провода при температуре окружающей среды в *ом*;

I — величина тока, протекающего по проводу, в *а*;

t — время, в течение которого протекает ток I, в *сек*.

По уравнению (136) можно определить конечную температуру перегрева провода θ, если известны его начальная температура перегрева θ_0, величина тока и длительность его протекания. Вывод уравнения (136) произведен исходя из предположения, что протекающий ток остается неизменным в течение всего рассматриваемого интервала времени t.

В условиях тяговой нагрузки ток, протекающий через рассматриваемое сечение провода, постоянно меняет свое значение. Это обстоятельство является основной причиной тех трудностей, которые возникают при проведении тепловых расчетов проводов контактной сети.

График изменения тока, протекающего через провод, строится описанным методом на основании заданного графика движения поездов и кривых потребляемого ими тока. Имея график изменения тока, протекающего через провод за определенный период времени T, последний можно разбить на ряд достаточно малых интервалов и считать, что в течение каждого из них величина протекающего тока не меняется. В этом случае по уравнению (136) можно последовательно в каждом интервале, начиная с первого, определить температуру перегрева провода, а затем построить кривую изменения последней в течение всего рассматриваемого периода времени и найти наибольшее значение температуры перегрева провода. Подобный метод решения требует большой затраты времени и поэтому не может быть рекомендован для выполнения практических расчетов.

В связи с этим для выполнения расчетов нагревания проводов контактной сети рекомендуется следующий метод.

Уравнение (136) может быть представлено в следующем виде:

$$\Delta\theta = (\theta_\infty - \theta_0)\left(1 - e^{-\frac{w - I^2R_0\alpha}{q\gamma\beta}t}\right), \qquad (137)$$

где $\Delta\theta = \theta - \theta_0$ — изменение температуры перегрева провода в течение интервала времени t;

$\theta_\infty = \dfrac{I^2R_0}{w - I^2R_0\alpha}$ — температура перегрева провода, которая будет иметь место, если ток I будет протекать бесконечно долго.

Из уравнения (137) видно, что зависимость $\Delta\theta$ от θ_0 для определенных заданных значений I и t выражается прямой линией. Таким образом, если график изменения тока в расчетном сечении провода разбить на одинаковые интервалы времени t, например, $t = 60$ *сек*, то можно для каждого типа провода построить семейство прямых зависимости $\Delta\theta$ от θ_0 для различных значений протекающего тока. Известно, что положение прямой определяется двумя точками. Поэтому для построения семейства прямых зависимости $\Delta\theta$ от θ_0 достаточно вычислить значения $\Delta\theta$ для каждой заданной величины тока для двух значений θ_0, например при $\theta_0 = 0$ и $\theta_0 = 80°$. Величины тока при этом целесообразно брать через каждые 50 *а*, а затем интервалы между прямыми зависимости $\Delta\theta$ от θ_0 разбить на пять равных частей и нанести прямые, соответствующие промежуточным значениям тока. Это позволяет получить сетку прямых для значений тока через каждые 10 *а*,

что является вполне достаточным. На рис. 167 приведена сетка прямых для медного контактного провода 100 *мм*² и $t = 60$ *сек*. Найденное значение $\Delta\theta$ в зависимости от величины протекающего тока и начальной температуры перегрева θ_0 может быть положительным или отрицательным. Это означает, что в первом случае температура перегрева провода в течение рассматриваемого интервала времени увеличилась, а во втором — уменьшилась (отрицательное приращение температуры перегрева).

Практически для выполнения тепловых расчетов необходимо иметь сетки прямых зависимости $\Delta\theta_0$ от θ_0 для весьма ограниченного количества типов проводов, которые применяются в устройствах контактной сети и могут по условиям нагревания ограничивать нагрузку. Для получения большей точности расчетов эти сетки прямых целесообразно строить в крупном масштабе на миллиметровой бумаге.

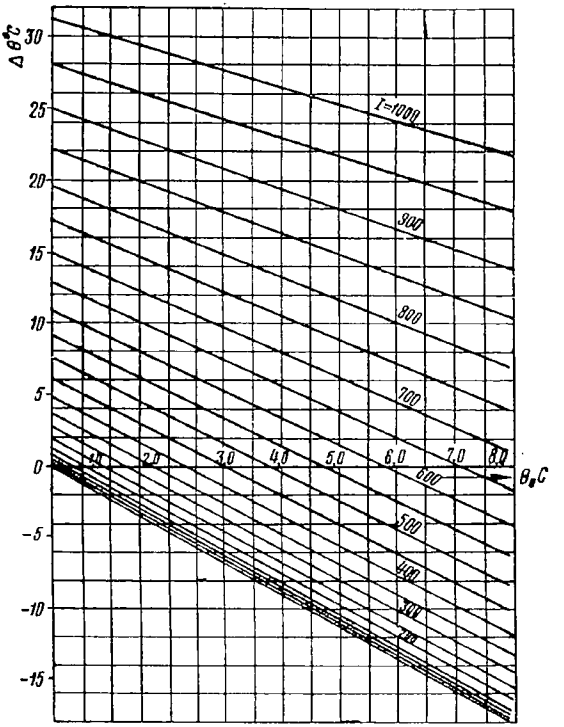


Рис. 167. Зависимости приращения температуры перегрева в течение 1 *мин* для медного контактного провода 100 *мм*² от начальной температуры его перегрева для различных значений протекающего тока

Тепловой расчет провода, т. е. определение изменения температуры его перегрева в течение рассматриваемого периода времени T, производится следующим образом. График изменения тока в расчетном сечении провода разбивают на достаточно малые интервалы времени одинаковой продолжительности. Величина таких интервалов должна быть одинаковой с той, которая принята при построении сетки прямых зависимости $\Delta\theta$ от θ_0. Величину тока в течение каждого интервала предполагают неизменной. В этом случае изменение тока в расчетном сечении провода может быть представлено ступенчатой прямой I, которая показана на рис. 168. Условно предполагают, что в начале первого интервала $\theta_{01} = 0$.

Пользуясь сеткой прямых (см. рис. 167), находят значение $\Delta\theta_1$ для первого интервала. Затем, приравнивая $\Delta\theta_1 = \theta_{02}$, определяют приращение температуры перегрева $\Delta\theta_2$ в течение второго интервала времени. Температура перегрева провода в конце второго интервала будет

$$\theta_2 = \theta_{02} + \Delta\theta_2.$$

Принимая $\theta_{03} = \theta_2$, находим $\Delta\theta_3$ и т. д.

На основании полученных данных строят кривую изменения температуры перегрева провода в течение рассматриваемого периода времени (кривая 0 на рис. 168) и определяют наибольшее ее значение. Если последнее ниже максимально допустимой величины (с учетом наибольшей температуры окружающей среды), то опасности чрезмерного перегрева провода нет.

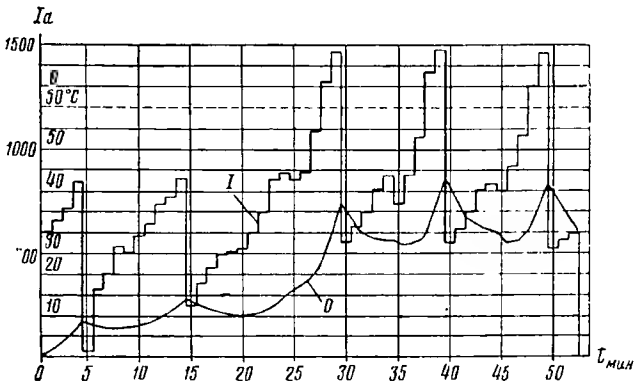


Рис. 168. Кривые изменения тока, протекающего в расчетном сечении контактного провода, и температуры его перегрева

Ранее отмечалось, что обычно условно принимается в начале первого интервала времени $\theta_{01} = 0$. Если фактически $\theta_{01} \neq 0$, то в начальной части рассматриваемого периода времени T будем получать преуменьшенные значения температуры перегрева провода. Величина расхождения между фактической и расчетной температурами перегрева провода (для контактного провода 100 *мм*²) будет составлять: через 5 *мин* — 43% от θ_{01}, через 10 *мин* — 18%, а через 15 *мин* — 9%. В дальнейшем влияние начальной температуры перегрева провода θ_{01} продолжает убывать и становится ничтожным. Указанное обстоятельство следует иметь в виду при проведении тепловых расчетов и при оценке величины перегрева провода; практически приходится отбрасывать часть кривой изменения температуры провода за первые 15—20 *мин*. Кроме того, рассматриваемый период наиболее интенсивной нагрузки следует выбирать таким образом, чтобы величина θ_{01} была по воз-

можности мала, т. е. нагрузка предшествовавшего периода была незначительна и имелась возможность исключить из рассмотрения первую часть кривой изменения температуры перегрева провода достаточной продолжительности времени при оценке величины наибольшего его перегрева.

Кривые изменения температуры перегрева 0_∞ в зависимости от тока при длительном его протекании для проводов различных типов показаны на рис. 169. Необходимо отметить, что если, пользуясь этими кривыми, определять температуру перегрева провода по среднеквадратичному значению тока за рассматриваемый период времени T, то будем получать преуменьшенные зна-

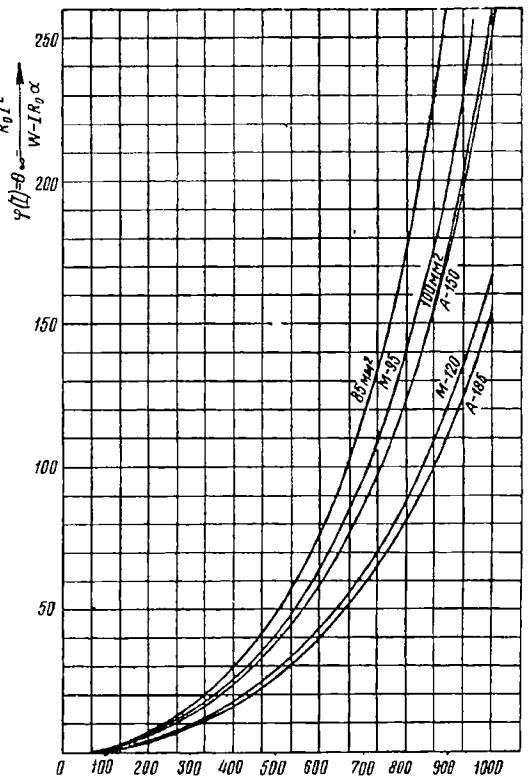


Рис. 169. Кривые зависимости температуры перегрева (θ_∞) проводов различных типов от тока при длительном его протекании

чения θ по сравнению с теми, которые найдены описанным выше методом. Это различие может быть весьма значительным при больших колебаниях протекающего тока. Многочисленные расчеты показывают, что действительное значение максимальной темпера-

туры перегрева провода может превышать до 2,5 раза температуру его перегрева, найденную по среднему значению тока за весь рассматриваемый период времени. В связи с этим в качестве критерия для определения необходимости проведения подробного теплового расчета проводов может служить следующее уравнение:

$$\theta' = \frac{2{,}5 I_{cp}^2 R_0}{\omega - I_{cp}^2 R_0 \alpha}, \qquad (138)$$

где I_{cp} — среднее значение тока за рассматриваемый период времени; значения остальных величин те же что и в уравнении (137).

Если величина θ', полученная из уравнения (138), не превышает максимально допустимую температуру перегрева для данного типа провода, то можно считать, что опасности недопустимо большого его перегрева нет. В случае превышения максимально допустимой температуры перегрева необходимо провести подробный тепловой расчет по описанной выше методике и определить действительное значение максимальной температуры перегрева провода по кривой ее изменения.

Такая предварительная проверка по уравнению (138) позволяет избежать в большом числе случаев проведения подробных тепловых расчетов, которые требуют значительной затраты времени, и выполнять эти расчеты только в тех случаях, когда действительно имеется опасность чрезмерного перегрева провода.

При оценке допустимости с точки зрения нагрева провода в случае незначительного изменения тока при длительном его протекании можно также пользоваться данными максимально допустимых значений тока, которые для проводов различных типов приведены ниже:

ТФ 100	610	*а*
ТФ 85	500	»
М120	690	»
М 95	590	»
М 70	470	»
А185	580	»
А150	510	»

Результаты получены исходя из приведенных выше исходных данных, а температура окружающего воздуха принята +40°С.

Как было указано, провода контактной сети нагреваются неодинаково. В связи с этим максимально допустимый ток нагрузки контактной сети по нагреву несколько меньше суммы токов, которые допустимы для отдельных ее проводов. Выше приведены значения максимально допустимых токов по нагреву для контактной сети различного сечения (см. табл. 16).

Как показывает практика, при применяемых в настоящее время расстояниях между тяговыми подстанциями опасность чрезмерного перегрева проводов контактной сети имеет место сравнительно редко, т. е. в большинстве случаев можно ограничиться проверкой

опасности недопустимо большого нагрева проводов по уравнению (138), не делая подробных тепловых расчетов. При уменьшении расстояния между тяговыми подстанциями сечение проводов контактной подвески во многих случаях может ограничиваться условиями нагрева.

Необходимо иметь в виду, что температура перегрева провода примерно пропорциональна квадрату величины протекающего тока. Поэтому сравнительно небольшое увеличение протекающего тока может привести к значительному повышению температуры перегрева провода и превышению ее максимально допустимого значения.

Описанный метод теплового расчета исходит из предположения равномерного распределения протекающего тока между всеми продольными проводами контактной сети, т. е. в соответствии с их проводимостью. Практически неравномерное распределение тока нагрузки между проводами имеет место только на участке между поперечными электрическими соединениями, когда на нем находится поезд, потребляющий ток. В этом случае ток, протекающий по контактному проводу, увеличивается за счет некоторой разгрузки других продольных проводов контактной сети. Это приводит к увеличению температуры нагрева контактного провода. Построение кривой изменения тока, протекающего через расчетное сечение контактного провода, с учетом неравномерного его распределения между проводами сети при проходе поезда, не представляет затруднений. Воспользоваться в этом случае приведенным методом определения изменения температуры перегрева контактного провода

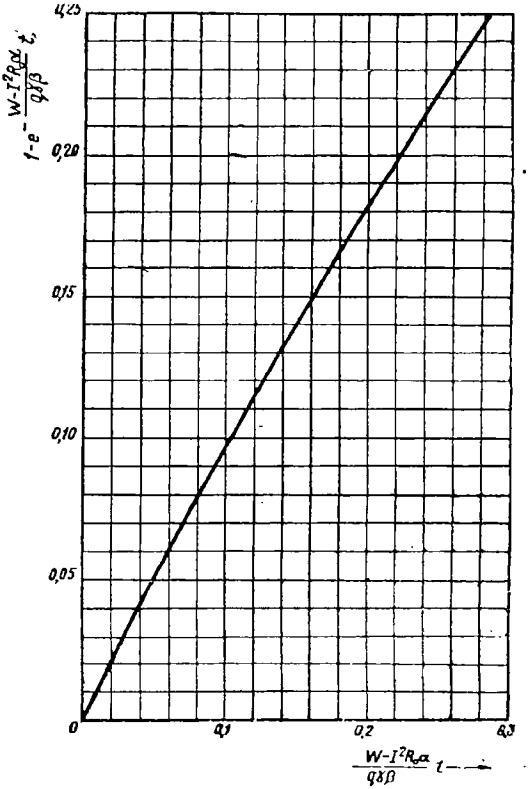


Рис. 170. Кривая зависимости $1-e^{-\frac{w-I^2R_0\alpha}{q\gamma\beta}t}$ от $\frac{w-I^2R_0\alpha}{q\gamma\beta}t$

за период времени прохода поездом участка между двумя смежными поперечными электрическими соединениями не представляется возможным, так как интервал времени, для которого построена сетка прямых зависимости $\Delta\theta$ от θ_0, обычно не является кратным этому периоду времени. В связи с этим для определения изменения температуры перегрева провода в рассматриваемом случае необходимо непосредственно воспользоваться уравнением (138). Для упрощения расчета можно воспользоваться для нахождения θ_∞

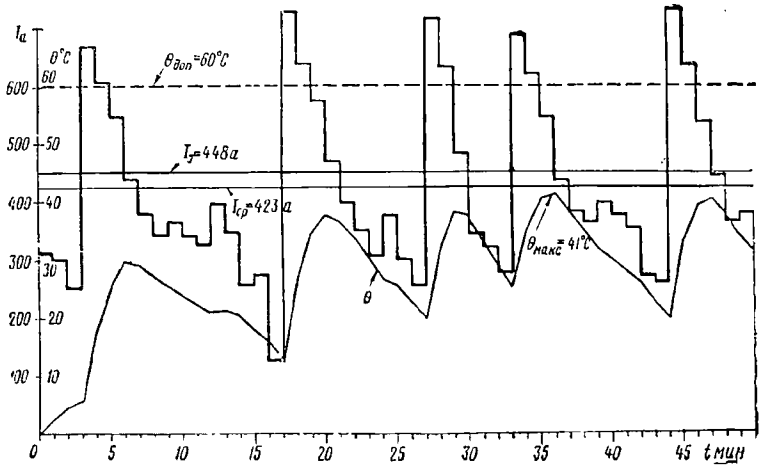


Рис. 171. Кривые изменения тока в расчетном сечении контактного провода и температуры его перегрева (к примеру)

кривыми рис. 169, а для нахождения $1 - e^{-\frac{w - I^2 R_0 \alpha}{q\gamma\beta} t}$ — кривой рис. 170. В последнем случае для данных условий предварительно следует определить значения $\frac{w - I^2 R_0 \alpha}{q\gamma\beta} t$. Для достижения необходимой точности результатов расчета период времени прохода поездом участка между двумя смежными поперечными электрическими соединениями разбивается на интервалы, продолжительность которых не превышает 100 *сек*, и последовательно для каждого из них определяется изменение температуры перегрева провода исходя из среднеквадратичного значения тока. Тем же способом может быть найдена температура перегрева проводов на станционных путях при трогании и разгоне поезда.

Пример. Контактная подвеска состоит из двух медных контактных проводов сечением по 100 *мм*² и биметаллического несущего троса 95 *мм*² (проводимостью 20 *мм*² по меди). Максимальная температура окружающего воздуха +40°С. Наибольший нагрев будут иметь медные контактные провода, для которых максимально допустимая температура нагрева равна 100°С. Таким образом, максимально допустимая температура перегрева проводов будет

$$\theta_{доп} = 100 - 40 = 60°\text{C}.$$

В течение периода наиболее интенсивной нагрузки среднее значение тока, протекающего через расчетное сечение контактного провода, $I_{ср}=423$ *а*.

Определяем сопротивление 1 *м* контактного провода при температуре окружающего воздуха $+40°C$:

$$R_0 = 0{,}179 \cdot 10^{-3}\,[1 + 0{,}0038\,(40 - 20)] = 0{,}193 \cdot 10^{-3}\ \textit{ом}.$$

По уравнению (138) определяем значение $0'$:

$$0' = \frac{2{,}5 \cdot 423^2 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}}{1{,}47 - 423^2 \cdot 0{,}0038 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}} = 64{,}5°\ \text{C}.$$

Полученное значение $0'$ превышает максимально допустимую температуру перегрева провода (60°C). Это указывает на то, что в данном случае может иметь место опасность недопустимо большого нагрева, поэтому необходимо произвести подробный тепловой расчет. Для выполнения такого расчета строим график изменения тока в расчетном сечении провода, который показан ступенчатой линией на рис. 171.

Предполагаем, что начальная температура перегрева провода $\theta_{01} = 0$. По номограмме рис. 171 определяем приращение температуры перегрева в течение первого интервала времени, т. е. температуру перегрева провода в конце этого интервала $\Delta\theta_1 = 2{,}9°$ C ($I_{ср} = 313$ *а*). Принимая полученную температуру за начальную температуру для второго интервала, получаем тем же путем приращение температуры перегрева провода в течение второго интервала времени $\Delta 0_2 = 2{,}1°$. Складывая $\Delta 0_2$ с начальной температурой перегрева провода в этом интервале, получаем температуру перегрева провода в конце второго интервала времени $\theta_2 = 2{,}1 + 2{,}9 = 5{,}0°$ C и т. д.

Полученные данные при проведении теплового расчета сведены в табл. 21.

Таблица 21

Результаты теплового расчета

№ интервала	Величина тока в расчетном сечении провода в *а*	0_0 °C	$\Delta 0$ °C	0 °C
1	313	0	2,9	2,9
2	300	2,9	2,1	5,0
3	250	5,0	0,8	5,8
4	667	5,8	12,4	18,2
...	...	...	...	...
...	...	...	...	...
34	688	24,9	10,0	34,9
35	617	34,9	5,0	39,9
36	542	39,9	1,1	41,0
37	434	41,0	—2,7	38,3

По результатам расчета строим кривую изменения температуры перегрева провода в расчетном сечении, которая показана на рис. 171. Из приведенных данных видно, что температура перегрева провода достигает максимального значения в конце 36-го интервала и равна $\theta_{макс} = 41°$ C. Эта температура меньше максимально допустимой температуры перегрева провода (60°C), следовательно, в данном случае отсутствует опасность перегрева провода сверх допустимого значения.

Если определить для данного случая температуру перегрева провода по среднему значению тока за весь рассматриваемый период времени, то получим

$$0 = \frac{423^2 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}}{1{,}47 - 423^2 \cdot 0{,}0038 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}} = 25{,}8°\ \text{C}.$$

Среднеквадратичное значение тока, протекающего через расчетное сечение провода за рассматриваемый период времени, будет $I_{э.т} = 448$ *а*. Если определить по этому току температуру перегрева провода, то получим

$$0 = \frac{448^2 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}}{1{,}47 - 448^2 \cdot 0{,}0038 \cdot 0{,}193 \cdot 10^{-3}} = 29{,}3^\circ \text{ С}.$$

Сравнивая полученные значения, видим, что температуры перегрева, найденные по среднему и среднеквадратичному току, значительно меньше максимального значения температуры перегрева, полученной по кривой ее изменения.

Вопросы для повторения

1. Допустимые температуры нагрева проводов контактной сети.
2. Как устанавливают расчетное сечение и режим работы контактной сети при расчете ее проводов на нагревание?
3. Как определяется максимальная температура нагрева провода при заданном графике изменения тока в расчетном сечении?

Глава VII

ЗАЩИТА УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПЕРЕГРУЗОК

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Токи короткого замыкания в тяговых сетях возникают при перекрытии изоляции вследствие перенапряжений, а также при различных повреждениях на электроподвижном составе, контактной сети, тяговых подстанциях, постах секционирования и питающих линиях. Короткие замыкания могут быть при соприкосновении частей контактной сети, находящихся под напряжением, с заземленными частями подвижного состава, случайно выходящими за пределы его габарита, и т. д.

Короткие замыкания могут привести к нарушениям нормальной работы электрифицированных линий и вызвать повреждения отдельных устройств, главным образом вследствие недопустимо большого нагрева токонесущих частей при протекании тока короткого замыкания и термического действия дуги, обычно возникающей в месте короткого замыкания.

Для предупреждения возможности коротких замыканий необходимо правильно содержать и эксплуатировать устройства электрической тяги, принимать меры по устранению возможности выхода за пределы габарита заземленных частей подвижного состава и касания их токонесущих частей контактной сети.

Одновременно с этим устройства электрической тяги должны быть надежно защищены от токов короткого замыкания и перегрузок.

Защита от токов короткого замыкания и перегрузок осуществляется выключателями, которые устанавливаются на тяговых подстанциях, постах секционирования и электровозах. Эти выключатели автоматически отключают линии при коротких замыканиях и перегрузках и не должны реагировать на токи нагрузки, которые нормально могут иметь место при эксплуатации электрифицированной линии.

Принцип действия защиты, обеспечивающей автоматическое выключение выключателей, может быть основан на одном из признаков, отличающих физические процессы в тяговых сетях при коротких замыканиях или перегрузках от процессов, происходящих при нор-

мальных режимах работы. Устройства должны обеспечивать избирательность действия защиты, т. е. отключение только тех участков тяговой сети и электровозов, на которых произошло короткое замыкание или были перегрузки. Одновременно при помощи выключателей производятся операции по включению и отключению отдельных элементов устройств электрической тяги.

2. ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПЕРЕГРУЗОК ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГЕ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

Для защиты от токов короткого замыкания и перегрузок устройств электрической тяги на постоянном токе используются быстродействующие автоматические выключатели и в основном применяется защита, реагирующая на увеличение протекающего тока при коротком замыкании или перегрузке. Быстродействующие выключатели регулируют на определенный ток, при достижении которого происходит автоматическое их отключение. Этот ток обычно называют током уставки выключателя $I_{уст}$ и величину его выбирают в зависимости от местных условий.

Величина тока короткого замыкания не является постоянной и зависит в каждом конкретном случае от удаленности места короткого замыкания от питающих тяговых подстанций, числа работающих на них преобразовательных агрегатов и ряда других факторов. Переменной является также и величина тока нагрузки, протекающего через выключатель при нормальной работе электрифицированного участка. Для обеспечения защиты от токов короткого замыкания, очевидно, необходимо, чтобы во всех случаях величина тока короткого замыкания была больше тока уставки быстродействующего выключателя. Одновременно с этим величина тока уставки выключателя должна быть больше максимального рабочего тока, который может протекать через выключатель в условиях нормальной эксплуатации электрифицированной линии, чтобы избежать ложных отключений.

Величина тока уставки, на который отрегулирован быстродействующий выключатель, может несколько изменяться в процессе его эксплуатации с течением времени и вследствие изменений напряжения на держащей катушке выключателя; кроме того, могут быть допущены некоторые неточности при определении величины минимального тока короткого замыкания и максимального нагрузочного тока.

В связи с этим для обеспечения надежной работы защиты минимальный расчетный ток короткого замыкания согласно указаниям ТУПЭ-57 должен быть не менее чем на 300 a больше максимально возможного тока нагрузки; таким образом,

$$I_{к\ мин} \geqslant I_{р\ макс} + 300. \qquad (139)$$

Максимально возможный ток нагрузки определяется описанными методами исходя из наибольших размеров движения поездов,

максимального веса с учетом пусковых токов и принятой схемы питания контактной сети. При раздельной и узловой схемах питания контактной сети на двухпутных участках учитывается неодинаковая загрузка контактной сети путей.

Определение минимальной величины тока короткого замыкания. Большое значение имеет правильное определение величины минимального тока короткого замыкания. Определение минимальной величины тока короткого замыкания должно производиться с учетом понижения напряжения на шинах тяговых подстанций вследствие протекания тока короткого замыкания и нагрузок, которые могут иметь место на неповрежденных участках контактной сети. При расчете число работающих на подстанции преобразовательных агрегатов и линий, питающих данную подстанцию, принимается минимально возможным, так как при этих условиях будет иметься наибольшее снижение напряжения на шинах тяговых подстанций при коротком замыкании, а следовательно, и минимальное значение величины тока. Кроме того, в расчетах учитывается снижение напряжения в первичной сети, которое может быть в условиях нормальной эксплуатации, а также падение напряжения в дуге, перекрывающей изолятор контактной сети (в случае перекрытия его атмосферным перенапряжением). Рельсовые нити путей участка принимаются соединенными параллельно.

Выведем с учетом указанных требований соотношение для определения тока короткого замыкания, который может протекать через быстродействующий выключатель питающей линии тяговой подстанции или поста секционирования. Величина $I_к$, вообще говоря, равна отношению действующего в цепи короткого замыкания напряжения к общему сопротивлению этой цепи $R_{кз}$, т. е.

$$I_к = \frac{U}{R_{кз}}. \qquad (а)$$

С увеличением нагрузки тяговой подстанции снижается величина выпрямленного напряжения на ее шинах. Это может быть учтено в расчетах, если в цепь короткого замыкания ввести некоторое сопротивление $R_п$ (эквивалентное сопротивление подстанции), падение напряжения в котором будет равно снижению напряжения на шинах подстанции. Величина $R_п$ может быть представлена как сумма эквивалентного сопротивления преобразовательных агрегатов подстанции $R'_п$ и эквивалентного сопротивления линий, питающих данную подстанцию, $R''_п$, т. е.

$$R_п = R'_п + R''_п. \qquad (б)$$

Обозначим через κ_1 отношение падения напряжения в преобразовательном агрегате при номинальной нагрузке $I_н$ к его номинальному напряжению $U_н$. Предположим, что на подстанции находится в работе минимальное число преобразовательных агрегатов $N_{мин}$.

Если предположить, что характеристика преобразовательных агрегатов, т. е. зависимость величины выпрямленного напряжения от нагрузки, прямолинейна, то величина эквивалентного сопротивления преобразовательных агрегатов не будет зависеть от нагрузки и при минимальном числе агрегатов, работающих на подстанции, может быть найдена из следующего соотношения:

$$R_n' = \frac{\kappa_1 U_н}{I_н N_{мин}}. \qquad (в)$$

Величина коэффициента κ_1 составляет примерно 0,04.

При повышении нагрузки на подстанцию снижается напряжение на шинах переменного тока вследствие увеличения потери напряжения в линиях электропередачи, питающих данную подстанцию. Обозначим через κ_2 отношение этой потери напряжения при номинальной нагрузке к номинальному напряжению. Тогда потеря напряжения в линиях электропередачи при номинальной нагрузке, приведенная к выпрямленному напряжению подстанции, будет равна $\kappa_2 U_н$. Коэффициент κ_2 меньше κ_1. Если данные по сетям первичного энергоснабжения отсутствуют, то κ_2 может быть принят равным 0,02—0,03.

При работе подстанции с частично отключенными питающими линиями их эквивалентное сопротивление R_n'' и потери напряжения с увеличением нагрузки будут соответственно больше. В этом случае потеря напряжения на стороне выпрямленного тока может быть выражена следующим соотношением: $d\kappa_2 U_н$, где d — отношение сопротивления оставшегося числа линий к сопротивлению линий, нормально находящихся в работе. Эквивалентное сопротивление R_n'' определяется как отношение потери напряжения $d\kappa_2 U_н$ к номинальной нагрузке тяговой подстанции $I_н N_p$, где N_p — количество рабочих агрегатов на подстанции, т. е.

$$R_n'' = \frac{d\,\kappa_2 U_н}{I_н N_p}. \qquad (г)$$

Подставляя полученные значения для R_n' и R_n'' из уравнений (в) и (г) в уравнение (б), имеем следующее соотношение для определения общего эквивалентного сопротивления подстанции:

$$R_n = \frac{U_н}{I_н}\left(\frac{\kappa_1}{N_{мин}} + \frac{d\kappa_2}{N_p}\right). \qquad (140)$$

Напряжение холостого хода подстанции U_0 может быть выражено через номинальное напряжение $U_н$ при наибольшем допустимом снижении напряжения в питающей сети следующим соотношением:

$$U_0 = U_н(1 + \kappa_1 + \kappa_2)\,(1 - p), \qquad (141)$$

где p — коэффициент, учитывающий наибольшее возможное в нормальных условиях работы снижение напряжения в питающей сети при отсутствии нагрузки на тяговой подстанции.

Это снижение напряжения не превышает 5%, следовательно, коэффициент p следует принимать равным не более 0,05.

Для получения напряжения U, действующего в цепи короткого замыкания, необходимо из напряжения холостого хода U_0 вычесть падение напряжения в дуге, перекрывающей изолятор контактной сети $\Delta U_д$, и дополнительное падение напряжения на шинах выпрямленного тока тяговой подстанции, вызываемое нагрузками, которые находятся на неповрежденных участках контактной сети, питаемых данной подстанцией. Обозначим через I ток от этих нагрузок, приходящихся на подстанцию. Таким образом, напряжение U равно

$$U = U_н (1 + \kappa_1 + \kappa_2)\ (1 - p) - \Delta U_д - IR_п. \qquad (д)$$

Величина падения напряжения в дуге, перекрывающей изолятор, непрерывно меняется в процессе ее горения. В данном случае нас должно интересовать значение этого падения напряжения, близкое к минимальному, которое зависит от типа изолятора, величины тока, протекающего через дугу, и ряда других факторов. Обычно в расчетах $\Delta U_д$ принимают равным 100—250 *в*.

Величину тока I, приходящегося на подстанцию от нагрузок на неповрежденных участках контактной сети, обычно в расчетах условно принимают равной номинальному току агрегатов, работающих на подстанции, т. е.

$$I = I_н N_{маш}.$$

Полное сопротивление цепи $R_{кз}$, по которой протекает ток короткого замыкания, складывается из сопротивления проводов контактной сети и рельсов от подстанции до места короткого замыкания, сопротивления питающих линий и эквивалентного сопротивления подстанции. Таким образом,

$$R_{кз} = (r_к + r_р)\, l + R_л + R_п, \qquad (е)$$

где $r_к$ и $r_р$ — сопротивление контактной сети и рельсов в *ом/км*;

l — расстояние от подстанции до места короткого замыкания в *км*;

$R_л$ — сопротивление питающих линий в *ом*.

Подставляя значения U и $R_{кз}$ из уравнений (д) и (е) в уравнение (а), получаем следующее соотношение для определения величины тока короткого замыкания:

$$I_к = \frac{U_н (1 + \kappa_1 + \kappa_2)\ (1 - p) - \Delta U_д - IR_п}{(r_к + r_р)\, l + R_л + R_п}. \qquad (142)$$

Согласно сказанному выше эквивалентная схема цепи короткого замыкания при определении минимального значения тока короткого замыкания может быть представлена, как показано на рис. 172.

При определении сопротивления рельсовой сети $R_р = r_р l$ исходят из параллельного соединения всех рельсов, но обычно не учитывают шунтирующее действие земли, так как последнее значительно изменяется в различные периоды года и в зимнее время при низких температурах снижение сопротивления рельсовой сети вследствие шунтирующего действия земли весьма незначительно. Определение сопротивления контактной сети $R_к = r_к l$ производится с учетом износа контактных проводов.

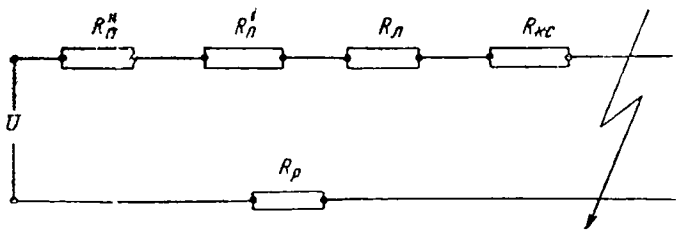


Рис. 172. Эквивалентная схема цепи короткого замыкания при определении минимального значения тока короткого замыкания

ТУПЭ-57 допускают определение минимального тока короткого замыкания в предположении глухого (металлического) короткого замыкания, принимая в этом случае напряжение на шинах тяговой подстанции равным 0,8 напряжения при холостом ходе.

При более сложных схемах питания, например, при схеме узлового питания, минимальное значение тока короткого замыкания может быть найдено составлением уравнений баланса электродвижущих сил и падений напряжения по всем контурам, образующимся в цепи короткого замыкания.

Пример. Определить минимальное значение установившегося тока короткого замыкания для однопутного участка при замыкании около поста секционирования, расположенного от подстанции на расстоянии $l = 13$ *км*.

Принимая $U_н = 3\,300$ *в*, $I_н = 500$ *а*, $N_{мин} = 3$, $N_р = 4$, $d = 1$, $\kappa_1 = 0{,}04$ и $\kappa_2 = 0{,}02$, определяем общее эквивалентное сопротивление тяговой подстанции по уравнению (140)

$$R_п = \frac{3\,300}{500}\left(\frac{0{,}04}{3} + \frac{1 \cdot 0{,}02}{4}\right) = 0{,}119 \text{ } ом.$$

Контактная подвеска состоит из двух медных контактных проводов сечением 100 *мм*^{2}, имеющих износ 20%, и несущего троса М120. Сопротивление 1 *км* контактной сети при этих условиях будет

$$\frac{1}{r_к} = \frac{2 \cdot 0{,}8}{0{,}179} + \frac{1}{0{,}158} = 15{,}27, \quad \text{или} \quad r_к = 0{,}0655 \text{ } ом/км.$$

Согласно уравнению (42) при рельсах типа Р43

$$r_р = \frac{1{,}2 \cdot 0{,}0378}{2} = 0{,}0227 \text{ } ом.$$

Питающая линия состоит из двух проводов М120, а отсасывающая линия — из четырех проводов М120, длина этих линий составляет 0,15 *км*. При этих условиях

$$R_{\text{л}} = \left(\frac{0{,}158}{2} + \frac{0{,}158}{4}\right) 0{,}15 = 0{,}0177 \text{ ом}.$$

Величина тока, приходящегося на подстанцию от поездов, которые расположены на неповрежденных участках, составляет $I = 1\,000\ a$. Примем $\Delta U_{\partial} = 200\ в$ и $p = 0{,}05$. Подставляя приведенные величины в уравнение (142), получаем

$$I_{к\,мин} = \frac{3\,300\,(1 + 0{,}04 + 0{,}02)\,(1 - 0{,}05) - 200 - 1\,000 \cdot 0{,}119}{(0{,}0655 + 0{,}0227)\,13 + 0{,}0177 + 0{,}119} = 2\,320\ a.$$

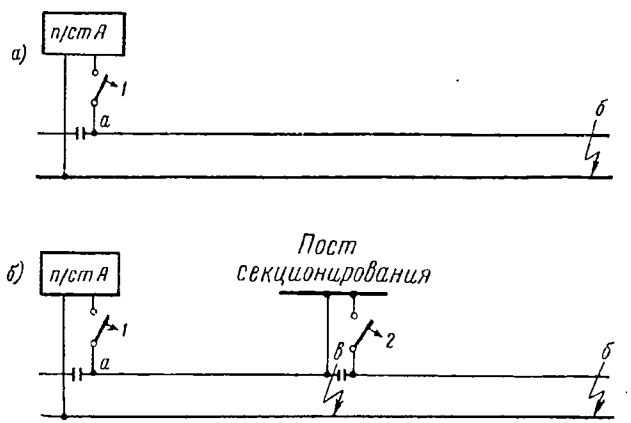


Рис. 173. Схема защиты быстродействующими выключателями от токов короткого замыкания и перегрузок однопутного участка при одностороннем его питании

Способы и схемы защиты устройств электрической тяги от токов короткого замыкания. На рис. 173, *а* показана простейшая схема защиты участка контактной сети при одностороннем питании, в которой предусмотрена установка быстродействующего выключателя *1* на линии тяговой подстанции, питающей данный участок. Очевидно, наименьшая величина тока короткого замыкания будет, когда замыкание произойдет в конце участка, в точке *б*. Если в этом случае значение $I_{к\,мин}$, найденное из уравнения (142), будет удовлетворять условию, которое определяется соотношением (139), то при данной схеме может быть обеспечена надежная защита от токов короткого замыкания. Когда указанное условие не может быть реализовано, надежная защита от токов короткого замыкания может быть достигнута устройством поста секционирования, который обычно располагается посередине участка, как показано на рис. 173, *б*. В этом случае минимальное значение тока короткого замыкания для выключателя *2*, установленного на посту секционирования, остается тем же, что и в предыдущем случае (случай короткого замыкания в точке *б*), а наибольший рабочий ток $I_{р\,макс}$ уменьшается, так как через вы-

ключатель *2* протекает только ток, потребляемый посздами, которые находятся на участке *вб*. Такими образом, условия защиты участка *вб* в этом случае облегчаются и защита в большинстве случаев может быть обеспечена выключателем *2*. Выключатель *1* должен обеспечивать отключение участка при коротких замыканиях между подстанцией и точкой *в*. Минимальное значение тока короткого замыкания для этого выключателя будет иметь место, когда последнее произойдет в точке *в*, т. е. на более близком расстоянии от подстанции. Таким образом, для выключателя *1* значительно увеличится $I_{к\,мин}$ при том же значении $I_{р\,макс}$, что позволит и в этом случае реализовать требование соотношения (139).

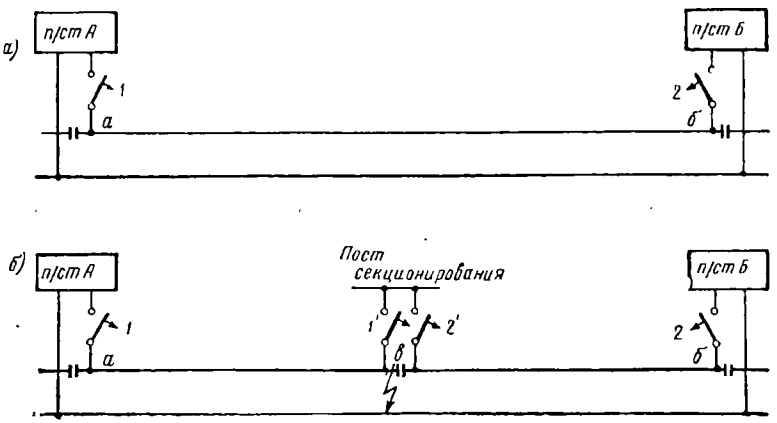


Рис. 174. Схема защиты быстродействующими выключателями от токов короткого замыкания и перегрузок однопутного участка при двустороннем его питании

При схеме защиты для двустороннего питания, которая показана на рис. 174, наиболее неблагоприятным случаем является короткое замыкание в непосредственной близости от одной из тяговых подстанций. Например, если короткое замыкание произойдет в точке *б*, то величина тока короткого замыкания, протекающего через выключатель *2* подстанции *Б*, будет значительна и выключатель при всех условиях отключится. Иначе дело обстоит с выключателем *1* подстанции *А*, через который в данном случае будет протекать минимальный ток короткого замыкания. Следовательно, защита будет работать надежно, если при этих условиях выключатель подстанции *А* обеспечит автоматическое выключение тока короткого замыкания. Таким образом, схема, показанная на рис. 174, *а*, может обеспечить надежную защиту от токов короткого замыкания только в том случае, если для выключателя *1* при коротком замыкании в точке *б* и для выключателя *2* при коротком замыкании в точке *а* будет выдержано соотношение (139). Если при данной схеме это требование не может быть выполнено, то обычно устраивают пост секционирования так

же, как и в случае одностороннего питания. Схема питания и защиты контактной сети для этого случая на однопутном участке показана на рис. 174, *б*. При наличии поста секционирования ток уставки выключателей подстанций *А* и *Б* выбирают для случая короткого замыкания в точке *в*, а выключателей *1* и *2* поста секционирования — соответственно в точках *а* и *б*.

Применение постов секционирования дает наибольший эффект на участках с двусторонним питанием, когда посты располагаются вблизи точек токораздела и рабочие токи, протекающие через их выключатели, незначительны.

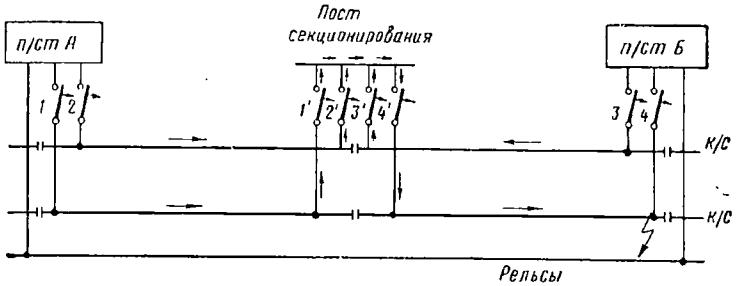


Рис. 175. Схема защиты быстродействующими выключателями от токов короткого замыкания и перегрузок двухпутного участка с постом секционирования при двустороннем питании

На рис. 174, *б* показана схема поста секционирования с выключателями направленного действия, т. е. автоматически отключающихся, когда через них протекает ток в одном определенном направлении. Выключатель *1'* отключается при коротком замыкании на участке *ав*, а выключатель *2'* — на участке *вб*. При применении быстродействующих выключателей ненаправленного действия в рассматриваемом случае можно ограничиться установкой на посту секционирования только одного выключателя.

На рис. 175 показана схема питания и защиты контактной сети с постом секционирования для двухпутного участка. Принцип действия защиты аналогичен описанному выше. Токи уставки выключателей тяговых подстанций выбирают для случая короткого замыкания на соответствующем участке контактной сети вблизи поста секционирования. Токи уставки выключателей, установленных на посту секционирования, выбирают для случая короткого замыкания на соответствующем пути около тяговой подстанции. В этом случае к месту короткого замыкания за постом секционирования подтекают токи по трем параллельным ветвям от двух тяговых подстанций, как показано на рис. 175. Вследствие этого величина $I_{к.мин}$ больше, чем на однопутном участке, при прочих равных условиях.

В отдельных случаях надежная защита от токов короткого замыкания не может быть обеспечена одним постом секционирования на участке питания. В таких случаях возможно применение двух

постов секционирования, которые включаются по той же схеме и делят участок питания примерно на три равные части.

На электрифицированных участках наших железных дорог находят применение малогабаритные посты секционирования, которые предложены инженерами Логуа и Мельниковым. Эти посты секционирования изготовляют централизованным путем, а затем в готовом виде перевозят и устанавливают на участке.

При применении постов секционирования в случае короткого замыкания отключается участок контактной сети меньшей протяженности. Например, при схеме питания, показанной на рис. 174, нормально отключается только участок контактной сети между постом секционирования и тяговой подстанцией того пути, на котором произошло короткое замыкание. Таким образом, устройство постов секционирования позволяет одновременно с обеспечением надежной защиты от токов короткого замыкания улучшить избирательность действия защиты и этим повысить бесперебойность снабжения электроэнергией участка.

Короткие замыкания нередко происходят из-за случайного касания токонесущих частей контактной сети различными заземленными предметами вследствие перекрытий изоляции перенапряжениями, перебросов дуги на электроподвижном составе и т. д.

В подобных случаях причина, вызвавшая короткое замыкание, обычно быстро устраняется, а дуга, возникшая в месте короткого замыкания, после отключения участка контактной сети гаснет и происходит быстрая деионизация окружающей среды, где она горела. Поэтому весьма часто имеется возможность после отключения участка контактной сети из-за короткого замыкания снова восстановить его нормальное питание через очень малый промежуток времени. Для этого на подстанциях применяются специальные устройства (АПВ), производящие автоматическое повторное включение быстродействующих выключателей после их выключения при коротких замыканиях и перегрузках. Эти устройства автоматики обычно производят до трех таких повторных включений через установленные увеличивающиеся интервалы времени. Если при всех этих повторных включениях снова происходит отключение быстродействующего выключателя, то он блокируется.

Первое повторное включение должно происходить через возможно малый промежуток времени, чтобы устранить влияние на работу электроподвижного состава снятия напряжения с контактной сети при перегрузках и коротких замыканиях. Как показал опыт Свердловской и Томской дорог, применение такого однократного быстрого повторного включения особенно эффективно на линиях с горным и холмистым профилем.

Таким образом, применение устройств автоматического повторного включения питающих линий позволяет при коротких замыканиях во многих случаях быстро восстановить нормальное питание контактной сети и этим повысить бесперебойность электроснабжения электроподвижного состава.

На постах секционирования применяют устройства, которые производят автоматическое включение быстродействующего выключателя после того, как снова восстановлено питание от тяговой подстанции участка контактной сети, отключившегося при коротком замыкании. В результате этого быстро автоматически восстанавливается нормальная схема питания контактной сети.

Очень важным является требование, чтобы при коротких замыканиях и перегрузках на электроподвижном составе происходило отключение только его защиты, т. е. при этом не должны отключаться быстродействующие выключатели, установленные на подстанциях и постах секционирования. В этом случае устраняется возможность нарушения нормального электроснабжения других поездов, которые находятся на участке питания, т. е. достигается необходимая избирательность действия защиты.

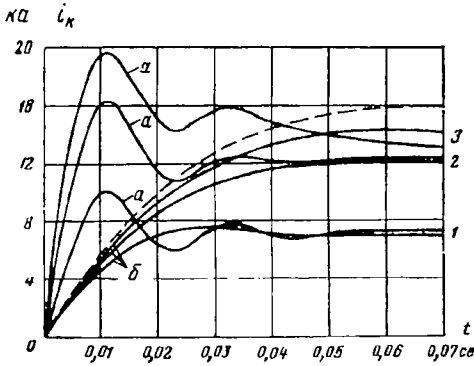


Рис. 176. Кривые изменения тока при глухом коротком замыкании на шинах постоянного тока тяговой подстанции в случае работы одного (*1*), двух (*2*) и трех (*3*) выпрямителей РМНВ-500×6 с трансформаторами ТМР-3200:

а — при отсутствии в цепи замыкания индуктивности и *б* — при наличии в цепи замыкания сглаживающего реактора ($L_р$ = 4,5 *мгн*)

Из сказанного видно, что основными аппаратами, обеспечивающими защиту от токов короткого замыкания, являются быстродействующие выключатели. От качества их работы в основном зависит надежность действия защиты от токов короткого замыкания устройств электрической тяги.

При коротких замыканиях на шинах выпрямленного тока тяговых подстанций ток короткого замыкания может достигать весьма больших значений, особенно при больших числе и мощности выпрямительных агрегатов, установленных на подстанции. На рис. 176 показаны, по данным ЦНИИ, экспериментальные кривые изменения тока при глухом коротком замыкании на шинах постоянного тока тяговой подстанции при одном, двух и трех параллельно работающих выпрямителях РМНВ-500 × 6 с трансформаторами ТМР-3200 при отсутствии и наличии в цепи короткого замыкания индуктивности.

Для обеспечения надежной защиты к быстродействующим выключателям, устанавливаемым на тяговых подстанциях, предъявляются весьма высокие требования в отношении их отключающей способности, реализация которых встречает значительные трудности. Поэтому на тяговых подстанциях большой мощности для ограниче-

ния токов при глухих коротких замыканиях на шинах постоянного тока или питающих линиях могут устанавливаться реакторы на стороне постоянного тока (до тяговых трансформаторов или в анодных цепях ртутных выпрямителей), секционироваться сборные шины постоянного тока для подсоединения питающих линий к отдельным выпрямителям или отдельным группам их. Для обеспечения надежного отключения больших токов короткого замыкания может также применяться последовательное включение двух быстродействующих выключателей на питающих линиях.

Существенный эффект дает сокращение расстояний между тяговыми подстанциями, что позволяет уменьшить мощность каждой из них и соответственно снизить величину тока при коротком замыкании на шинах постоянного тока подстанции.

При возникновении короткого замыкания ток в его цепи возрастает с нуля до некоторого установившегося значения весьма быстро, но не мгновенно. Изменение величины тока короткого замыкания $I_{кt}$ в зависимости от времени t приближенно определяется следующим соотношением:

$$I_{кt} = \frac{U}{R_{кз}}\left(1 - e^{-\frac{R_{кз}}{L}t}\right), \qquad (143)$$

где U — напряжение, действующее в цепи короткого замыкания;

$R_{кз}$ — сопротивление цепи короткого замыкания;

L — индуктивность цепи короткого замыкания;

e — основание натуральных логарифмов.

Отношение $\frac{U}{R_{кз}} = I_у$ — установившийся ток короткого замыкания. Величина тока $I_у$ для каждого конкретного случая может быть найдена по уравнению (142).

Пример. Определить изменение тока короткого замыкания в зависимости от времени. Предположим, что короткое замыкание произошло вблизи тяговой подстанции, при этом установившееся значение тока короткого замыкания, если $U = 3\,600$ *в*, $R_{кз} = 0{,}3$ *ом*

$$I_у = \frac{U}{R_{кз}} = \frac{3\,600}{0{,}3} = 12\,000 \text{ а}.$$

Коэффициент самоиндукции цепи $L = 15{,}0$ *мгн*.

Согласно уравнению (143) величина тока короткого замыкания в зависимости от времени определяется следующим соотношением:

$$I_{кt} = 12\,000\left(1 - e^{-\frac{0{,}3}{0{,}015}t}\right) = 12\,000\left(1 - e^{-20t}\right).$$

Значения величин тока для различных значений t приведены в табл. 22.

Кривые нарастания тока короткого замыкания показаны на рис. 177. Там же нанесена кривая изменения тока короткого замыкания при отключении его быстродействующим выключателем. Полный период времени T протекания тока короткого замыкания с момента его возникновения до момента прекращения тока может быть разделен на четыре характерные части.

Таблица 22

t в сек	$I_{кt}$ в а	t в сек	$I_{кt}$ в а
0,005	1 142	0,1	10 376
0,01	2 176	0,2	11 780
0,02	3 956	0,3	11 970
0,03	5 414	0,4	11 996
0,05	7 585	0,5	11 999,99

В первой из них ток короткого замыкания, возрастая, достигает в точке A величины тока уставки быстродействующего выключателя. В течение этого интервала времени t_1 кривая изменения величины тока короткого замыкания определяется уравнением (143). Величина t_1 зависит от параметров цепи короткого замыкания и величины тока уставки быстродействующего выключателя. Чем больше значение $\frac{R_{кз}}{L}$ (т. е. чем круче кривая нарастания тока короткого замыкания в начальный период) и чем ниже ток уставки выключателя, тем меньшую величину имеет интервал времени t_1. Величина этого интервала времени не зависит от конструкции выключателя.

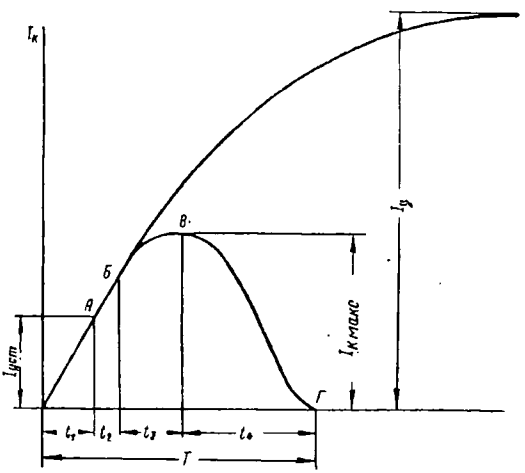


Рис. 177. Кривые нарастания тока короткого замыкания до установившегося значения и изменения тока короткого замыкания при его отключении быстродействующим выключателем

При достижении величины тока короткого замыкания тока уставки быстродействующего выключателя расхождение его главных контактов обычно начинается не сразу, а только в некоторой точке $Б$. Этот интервал времени t_2 называют собственным временем быстродействующего выключателя. В течение интервала времени t_2 ток короткого замыкания продолжает нарастать в соответствии с кривой, определяемой уравнением (143). Величина t_2 определяется конструкцией быстродействующего выключателя. Чем меньше t_2, тем лучше выключатель.

Точка $Б$ соответствует началу расхождения главных контактов выключателя. Электрическая дуга, образовавшаяся между последними, под действием магнитного поля выдувается на рога дугогаси-

тельной камеры и растягивается, при этом в цепь короткого замыкания дополнительно вводится сопротивление дуги, горящей в камере выключателя. Нарастающее сопротивление дуги в цепи короткого замыкания начинает ограничивать величину протекающего в ней тока, который в некоторой точке B достигает своего максимального значения $I_{к\ макс}$. Чем быстрее дуга, возникающая на главных контактах выключателя, выдувается на рога камеры и растягивается в последней, тем меньше интервал времени t_3. При прочих равных условиях величина этого интервала определяется конструкцией выключателя.

В течение последнего интервала времени t_4 дуга, горящая между рогами в камере выключателя, продолжает растягиваться, при этом величина тока в цепи короткого замыкания обычно резко снижается до полного его прекращения, когда происходит разрыв дуги в точке $Г$. Весьма желательно, чтобы скорость уменьшения тока короткого замыкания непосредственно перед разрывом дуги (перед точкой $Г$) снижалась, как это показано на рис. 177. При этих условиях устраняется возможность возникновения значительных перенапряжений на выключателе в момент разрыва тока короткого замыкания.

Полная продолжительность T протекания тока короткого замыкания при нормальных условиях для быстродействующих выключателей современной конструкции составляет 0,03—0,1 *сек* вместо десятых долей секунды для обычных выключателей. Продолжительность протекания тока в цепи короткого замыкания зависит от многих факторов, увеличиваясь с повышением индуктивности этой цепи.

Очень важным свойством быстродействующих выключателей является их способность ограничивать максимальное значение тока $I_{к\ макс}$, протекающего в цепи короткого замыкания, при больших его установившихся значениях $I_у$; это свойство определяется отношением $\frac{I_{к\ макс}}{I_у}$. Чем меньше интервал времени t_2+t_3, тем больше выключатель может ограничивать максимальное значение тока короткого замыкания $I_{к\ макс}$ по сравнению с установившимся его значением $I_у$.

Применение быстродействующих выключателей позволяет настолько быстро отключать участок в контактной сети при коротких замыканиях, что при нормальной работе защиты практически не происходит повреждения изоляторов контактной сети при перекрытии их вследствие перенапряжений, повреждения проводов при случайном касании их заземленными частями и т. д.

Применение быстродействующей защиты практически позволяет не считаться с дополнительным нагревом проводов при коротких замыканиях. Например, если через контактный провод сечением 100 $мм^2$ будет протекать ток короткого замыкания $I_{к\ макс} = 5\ 000\ а$ в течение 0,1 *сек*, то дополнительный нагрев провода не превысит 2° С.

Быстродействующие выключатели, устанавливаемые на тяговых подстанциях и постах секционирования, часто снабжаются индуктивным шунтом, схема включения которого показана на рис. 178,*а*. Индуктивный шунт включается параллельно размагничивающему витку, через который протекает ток, вызывающий автоматическое выключение быстродействующего выключателя. При применении индуктивного шунта общий ток, протекающий через выключатель, разветвляется, при этом часть его проходит через размагничивающий виток, а другая — через индуктивный шунт. Если величина общего тока не меняется, то он распределяется между размагничивающим витком и индуктивным шунтом обратно пропорционально их сопротивлениям $R_в$ и $R_ш$. Параметры индуктивного шунта выбирают таким образом, чтобы его индуктивность $L_ш$ была значительно больше, чем индуктивность размагничивающего витка $L_в$. При этих условиях в случае быстрого изменения протекающего тока с I_1 до I_2 в начальный период времени бо́льшая часть тока протекает через размагничивающий виток вследствие более высокого индуктивного сопротивления шунта, как показано на рис. 178, *б*. Затем величина тока, протекающего через размагничивающий виток, постепенно снижается, достигая значения $I_в2$, которое соответствует распределению новой величины общего тока I_2 между размагничивающим витком и шунтом обратно пропорционально их сопротивлениям $R_в$ и $R_ш$.

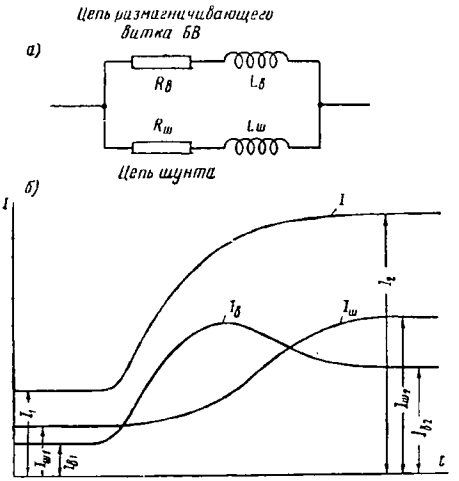


Рис. 178. Схема включения размагничивающего витка и индуктивного шунта быстродействующего выключателя и кривые изменения тока в них при коротком замыкании

Таким образом, в данном случае получается кратковременное увеличение тока, протекающего через размагничивающий виток, которое оказывается достаточным для отключения выключателя при меньшем значении тока короткого замыкания.

Основное назначение индуктивного шунта—снижение собственного времени выключателя t_2 при быстром нарастании тока короткого замыкания и больших его установившихся значениях (случай короткого замыкания в непосредственной близости от тяговой подстанции), чем достигается большее ограничение максимального значения тока, протекающего в цепи короткого замыкания, по сравнению с $I_у$. При этих условиях величина t_2, снижаясь, может даже

принимать отрицательные значения, т. е. расхождение главных контактов выключателя может начинаться раньше, чем ток короткого замыкания достигнет тока уставки быстродействующего выключателя. Применение индуктивных шунтов позволяет облегчить условия работы быстродействующих выключателей при больших значениях $I_у$ и улучшить надежность работы защиты.

Описанные выше методы и схемы защиты тяговых сетей от токов короткого замыкания наиболее широко применяются на наших электрифицированных железных дорогах постоянного тока.

Известен и ряд других методов защиты тяговых сетей от токов короткого замыкания, предложенных различными авторами. Эти методы направлены к обеспечению надежной работы защиты в случаях, когда возникают трудности в реализации обычными путями требования, вытекающего из соотношения (139), и позволяют также в ряде случаев обеспечить работу защиты, не прибегая к устройству постов секционирования.

Одним из таких методов является блокировка на смежных тяговых подстанциях быстродействующих выключателей, через которые осуществляется двустороннее питание защищаемого участка контактной сети. Если при этих условиях происходит отключение одного из быстродействующих выключателей вследствие короткого замыкания или перегрузки, то автоматически размыкается цепь держащей катушки второго выключателя и он также отключается. В этом случае минимальный ток короткого замыкания, по которому выбирается ток уставки выключателей, будет иметь место, когда короткое замыкание происходит в середине участка питания. Таким образом, при блокировке выключателей смежных подстанций условия выбора тока уставки их выключателей будут те же, что в случае применения поста секционирования.

Необходимо отметить, что при отключении быстродействующего выключателя путем разрыва цепи его держащей катушки время отключения тока короткого замыкания значительно увеличивается (до 0,5 *сек*), т. е. выключатель работает уже не как быстродействующий.

Схема блокировки выключателей смежных подстанций имеет тот существенный недостаток, что при повреждении канала связи между подстанциями, по которому осуществляется блокировка, происходит нарушение работы защиты или питания участка. При блокировке выключателей протяженность участка контактной сети, отключаемого при коротком замыкании или перегрузке, увеличивается вдвое по сравнению со случаем применения поста секционирования. Кроме того, при отключении выключателя одной из подстанций вследствие перегрузки при схеме блокировки будет происходить автоматическое отключение выключателя на другой подстанции, в то время как последний не должен отключаться в таких случаях, чтобы не нарушить нормального питания участка. Последний недостаток может быть устранен, если вместо блокировки применить схему, при которой выключатель данной подстанции бу-

дет отключаться от реле понижения напряжения, установленного на питающей линии другой тяговой подстанции. В этом случае при отключении выключателя подстанции вследствие перегрузки напряжение на ее питающей линии хотя и снизится, но не упадет до нуля и реле понижения напряжения не отключит выключатель соседней тяговой подстанции. Остальные недостатки схемы блокировки сохраняются и при данной схеме.

Есть возможность осуществить защиту тяговых сетей от токов короткого замыкания при помощи баллистического реле, которое реагирует на величину изменения протекающего через него тока. В частности, в МИИТе разработана защита от токов короткого замыкания, основанная на этом принципе. Все эти методы защиты не получили сколько-нибудь широкого практического применения и поэтому подробно не рассматриваются.

3. ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПЕРЕГРУЗОК ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГЕ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

Защита тяговых сетей от токов короткого замыкания и перегрузок при электрической тяге на переменном токе в простейшем случае может быть осуществлена применением мгновенной максимальной токовой защиты (отсечки). При обычно применяемых типах реле для обеспечения надлежащего действия такой защиты необходимо, чтобы минимальный ток короткого замыкания превышал наибольший ток нагрузки не менее чем в 2 раза. Для реализации этого требования обычно приходится устраивать посты секционирования. Так же, как и при электрической тяге на постоянном токе, устройство постов секционирования позволяет увеличить отношение минимального тока короткого замыкания к максимальному рабочему току максимальной токовой мгновенной защиты, установленной на питающей линии тяговой подстанции, и получить достаточную величину этого отношения для аналогичной защиты, установленной на постах секционирования, и этим обеспечить надлежащее действие защиты тяговой сети. Однако в связи с большой разностью между минимальным током короткого замыкания и наибольшим рабочим током, которую необходимо иметь, чтобы обеспечить надежное действие защиты при электрической тяге на переменном токе, устройство даже двух постов секционирования на участке питания в ряде случаев не дает нужных результатов. В таких случаях могут быть использованы специальные схемы релейной защиты. Например, в дополнение к токовой отсечке могут быть применены дистанционные реле, действие которых основано на использовании различия угла сдвига фаз между током и напряжением при рабочем режиме и коротком замыкании. Как показывает практика, применение такой защиты позволяет повысить допустимое значение рабочего тока примерно на 20%.

Для защиты тяговых сетей переменного тока обычно применяются высоковольтные выключатели. Полное время отключения короткого замыкания в этом случае составляет не более 0,14 *сек*.

Вопросы для повторения

1. Назначение и принцип действия защиты от токов короткого замыкания.
2. Как определяется минимальное значение тока короткого замыкания?
3. Схемы защиты тяговой сети от токов короткого замыкания при одностороннем и двустороннем питании.
4. Из каких элементов складывается общее время отключения тока короткого замыкания быстродействующим выключателем и чем определяется продолжительность этих элементов времени?
5. Принцип действия защиты путем блокировки быстродействующих выключателей смежных подстанций; преимущества и недостатки такой защиты.
6. Как осуществляется защита от токов короткого замыкания тяговых сетей дорог переменного тока?

Глава VIII

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА

Параметры системы энергоснабжения электрических железных дорог, т. е. их мощность, сечение проводов контактной сети, а также месторасположение тяговых подстанций, должны в первую очередь удовлетворять эксплуатационным и техническим требованиям. К таким эксплуатационным и техническим требованиям относятся: количество и мощность преобразовательных агрегатов на тяговых подстанциях должны обеспечивать заданные размеры перевозок при установленной организации их осуществления, уровень напряжения на токоприемнике не должен быть ниже определенной установленной величины, температура нагрева проводов в эксплуатации не должна превышать допустимой температуры для данного типа провода и т. д. Реализация этих эксплуатационных и технических требований может быть осуществлена при различных параметрах устройств энергоснабжения. Поэтому при проектировании важной задачей будет выбор из этих вариантов наиболее целесообразного в экономическом отношении. Эта задача решается на основании результатов экономических расчетов. Необходимость в проведении таких расчетов возникает также при решении вопросов усиления устройств энергоснабжения электрифицированных линий в связи с ростом размеров перевозок.

Установление наиболее выгодного в экономическом отношении варианта производится путем определения и соизмерения годовых эксплуатационных расходов и единовременных затрат (капиталовложений). Кроме того, для каждого из рассматриваемых вариантов производится сопоставление натуральных показателей (расход цветных и черных металлов, цемента и т. д.).

При соизмерении годовых эксплуатационных расходов и единовременных затрат исходят из определенного срока окупаемости T, т. е. срока, в течение которого дополнительные капиталовложения при переходе к более дорогому варианту окупаются благодаря экономии на эксплуатационных расходах. Срок окупаемости принимают от 8 до 12 лет, чаще всего 10 лет. Обратная величина

срока окупаемости $\frac{1}{T}$ называется коэффициентом эффективности капиталовложений P.

Если при первом варианте годовые эксплуатационные расходы равны E' и единовременные затраты — K', а при втором варианте соответственно E'' и K'', при этом $K'' > K'$ и $E'' < E'$, то второй вариант, при котором требуются бо́льшие капиталовложения, будет выгодным в экономическом отношении, когда

$$\frac{K'' - K'}{E' - E''} = T \leqslant 10 \text{ годам.} \qquad (144)$$

Из уравнения (144) видно, что результаты сравнения не изменятся, если при определении K и E будем учитывать только те составляющие затрат, которые различны для обоих сравниваемых вариантов.

При определении единовременных затрат в ряде случаев необходимо учитывать затраты, которые должны быть произведены не при электрификации линии, а в перспективе при усилении устройств электроснабжения. Например, это имеет место, если при проектировании электрификации линии предусматривается сооружение в перспективе дополнительной тяговой подстанции, и т. д. Затраты, которые предусматривается сделать не при электрификации линии, а через несколько лет, в процессе ее эксплуатации, имеют меньшую экономическую значимость из-за непрерывного роста производительности общественного труда на базе применения более совершенной техники. Приведенные единовременные затраты определяются из соотношения

$$K = K_1 + K_o K_2, \qquad (145)$$

где K_1 — единовременные затраты, осуществляемые при электрификации линии;

K_2 — единовременные затраты, осуществляемые в перспективе, и

K_o — коэффициент отдаленности капиталовложений.

Коэффициент отдаленности капиталовложений определяется из соотношения

$$K_o = \frac{1}{\left(1 + \frac{1}{T}\right)^t}, \qquad (146)$$

где T — срок окупаемости и t — срок, через который после электрификации линии будут сделаны затраты K_2.

Ниже приведены значения K_o, соответствующие сроку окупаемости $T = 10$ годам:

t	2	4	6	8	10	12	14	16
K_o	0,827;	0,683;	0,563;	0,467;	0,386;	0,319;	0,263;	0,218.

Когда все составляющие годовых эксплуатационных расходов и единовременных затрат могут быть представлены в виде анали-

тической функции от величины параметра, оптимальное значение которого требуется определить (например в зависимости от сечения проводов контактной сети), задача может быть решена определением величины данного параметра, при которой сумма условных годовых расходов, т. е. сумма расходов, приведенных к одному году

$$Г_{ус} = E + \frac{K}{T}, \qquad (147)$$

имеет минимальное значение $Г_{ус.\,мин}$.

При проведении экономических расчетов этим способом в сумму годовых эксплуатационных расходов E и в сумму единовременных затрат K можно включать только те составляющие, которые зависят от величины выбираемого параметра, при этом величина последнего, при которой годовые условные расходы имеют минимальное значение $Г_{ус.\,мин}$, не изменяется.

Для определения наиболее выгодного в экономическом отношении решения при проектировании устройств энергоснабжения вначале устанавливают возможные варианты размещения тяговых подстанций на электрифицируемой линии и для каждого из них определяют сечения проводов контактной сети на каждом участке питания, количество и мощность преобразовательных агрегатов на тяговых подстанциях и т. д. На основании полученных таким образом данных для каждого варианта могут быть определены эксплуатационные расходы и единовременные затраты и установлено, какой из них будет наиболее выгодным в экономическом отношении.

Один из основных вопросов при проведении экономических расчетов — это правильное установление перечня составляющих эксплуатационных годовых расходов и единовременных затрат, которые при этом должны учитываться.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Определение экономического сечения проводов контактной сети осуществляется после того, как выбрано размещение тяговых подстанций на электрифицируемом участке, т. е. известно расстояние между ними. Экономическое сечение проводов определяется для каждого участка питания с учетом принятой схемы последнего. Для различных вариантов расположения тяговых подстанций экономическое сечение проводов определяется для тех участков питания, расположение и длина которых отличаются между собой вследствие различного размещения подстанций.

При уменьшении сечения проводов контактной сети снижаются единовременные затраты на ее сооружение. Одновременно с этим увеличивается стоимость потерь электроэнергии в проводах контактной сети; снижается скорость движения поездов вследствие бо́льшей потери напряжения до токоприемников электроподвижного состава, на электростанциях возникает необходимость иметь дополнитель-

ную установленную мощность для покрытия потерь в проводах контактной сети, что связано с определенными затратами. Сопоставлением величины этих затрат можно определить оптимальное в экономическом отношении сечение проводов контактной сети указанными выше способами, или, как говорят, экономическое сечение проводов.

Чтобы решить эту задачу, рассмотрим, какие составляющие затрат должны учитываться при проведении экономических расчетов и способы их определения. Как было указано выше, в сумму годовых эксплуатационных расходов и единовременных затрат могут включаться только те их составляющие, которые зависят от величины сечения проводов. Величину этих затрат будем относить к 1 *км* контактной сети.

При определении экономического сечения проводов учитываются следующие затраты:

1. Годовая стоимость потерь электроэнергии в проводах контактной сети, которая определяется из следующего соотношения:

$$E_1 = \frac{AS}{q}, \qquad (а)$$

где A — потеря мощности в проводах контактной сети в *квт*, отнесенная к 1 *км* в случае, когда сечение проводов равно 1 *мм*^{2} в медном эквиваленте;

S — стоимость 1 *квт*-года потерь электроэнергии в тыс. руб., которая равна произведению стоимости 1 *квт·ч* на число часов в году (8 760);

q — сечение проводов контактной сети в *мм*^{2}.

Величина A может быть получена для заданной схемы питания из приведенных выше соотношений для определения потери мощности в проводах контактной сети ΔP.

2. Стоимость единовременных затрат на сооружение контактной сети. Эта стоимость принимается на основании существующих расценок. Сопоставление стоимости контактной сети при различном сечении ее проводов позволяет определить аналитическую зависимость этой стоимости от сечения проводов. В этом случае стоимость единовременных затрат может быть представлена следующим соотношением:

$$K_1 = kq, \qquad (б)$$

где k — составляющая единовременных затрат на сооружение контактной сети, зависящая от сечения ее проводов и отнесенная к 1 *км* сети и 1 *мм*^{2} сечения проводов в медном эквиваленте в тыс. руб. Величина k примерно составляет: при одиночном контактном проводе — 0,0924 и при двойном контактном проводе — 0,0865.

3. Годовая стоимость отчислений на капитальный ремонт контактной сети, определяемая из соотношения

$$E_2 = \alpha kq, \qquad (в)$$

где α — доля ежегодных амортизационных отчислений (в данном случае отчислений на капитальный ремонт контактной сети), которая для контактной сети на железобетонных опорах составляет примерно 0,04.

4. Стоимость единовременных затрат на дополнительную мощность, которую необходимо иметь на электростанциях для покрытия потерь в проводах контактной сети, определяемая из следующего соотношения:

$$K_2 = \frac{Ak_э}{q}, \qquad (г)$$

где $k_э$ — стоимость 1 *квт* мощности, установленной на электростанции. Для тепловых электростанций $k_э$ составляет от 1,00 до 3,00 тыс. *руб/квт* и более, а для гидроэлектрических примерно 5,0 тыс. *руб/квт* и более.

5. Стоимость дополнительных единовременных затрат, связанных с увеличением мощности электровозов из-за потери напряжения в проводах контактной сети, приближенно определяется из следующего соотношения:

$$K_3 = \frac{A}{q} \cdot \frac{cB}{\gamma}, \qquad (д)$$

где B — составляющая стоимости электровоза, которая зависит от его мощности, отнесенная к 1 *квт* часовой мощности электровоза, которая примерно равна 0,22 тыс. *руб/квт*;

γ — коэффициент использования часовой мощности электровозов, равный 0,12—0,18 (значение γ может быть определено при проектировании как отношение средней величины мощности, потребляемой на участке, к суммарной часовой мощности электровозов инвентарного парка данного участка), и

c — коэффициент, зависящий от принятой схемы питания контактной сети. Для одностороннего питания $c = 1{,}78$, двустороннего 0,868 и узлового 0,776.

6. Вследствие потери напряжения в проводах контактной сети снижается скорость движения поездов. Если последняя становится меньше оптимальной скорости для данной линии, то это приводит к увеличению общетранспортных расходов, что должно учитываться при проведении экономических расчетов. По данным проф. Розенфельда В. Е., это увеличение общетранспортных годовых расходов может быть найдено приближенно из следующего соотношения:

$$E_3 = \frac{A\, m_{дв}}{q}, \qquad (е)$$

где $m_{дв}$ — стоимость поездо-года, отнесенная к 1 *квт* мощности, потребляемой поездом за время его хода, по автоматической характеристике.

Величина $m_{дв}$ изменяется в сравнительно небольших пределах и для приближенных расчетов может быть принята от 0,25 до 0,45 тыс. *руб/квт·год*. В данном случае электровозы не имеют дополнительной мощности и поэтому затраты K_3 не учитываются, т. е. в зависимости от условий работы участка и выбранного типа электровоза в экономических расчетах учитываются единовременные затраты K_3 или эксплуатационные расходы E_3.

Общие условные годовые расходы $Г_{усл}$ равны сумме годовых эксплуатационных расходов и отнесенных к одному году единовременных затрат, т. е. этих затрат, деленных на срок окупаемости T. Таким образом,

$$Г_{усл} = \alpha kq + \frac{kq}{T} + \frac{AS}{q} + \frac{Ak_э}{Tq} + \frac{AcB}{T\gamma q}. \qquad (ж)$$

В уравнении (ж) не учтены эксплуатационные расходы E_3, так как предполагается, что используемый тип электровоза по скорости и мощности соответствует условиям работы данного участка.

Для краткости обозначим через $a = \alpha k + \frac{k}{T}$ и $b = AS + \frac{Ak_э}{T} + \frac{AcB}{T\gamma}$. В этом случае $Г_{усл}$ могут быть представлены следующим соотношением:

$$Г_{усл} = aq + \frac{b}{q}. \qquad (148)$$

Чтобы определить значение q, при котором $Г_{усл}$ имеют минимальное значение $Г_{усл.\,мин}$, необходимо взять первую производную уравнения (148) по q и приравнять ее нулю; следовательно,

$$\frac{dГ_{усл}}{d_q} = a - \frac{b}{q^2} = 0. \qquad (149)$$

Определяя значение q из уравнения (149), получаем оптимальное экономическое его значение $q_э$, при котором годовые условные расходы имеют минимальную величину $Г_{усл.\,мин}$. Таким образом,

$$q_э = \sqrt{\frac{b}{a}}. \qquad (150)$$

Если в уравнение (150) подставить значения a и b, получим

$$q_э = \sqrt{\frac{A\left(S + \frac{k_э}{T} + \frac{cB}{T\gamma}\right)}{k\left(\alpha + \frac{1}{T}\right)}}. \qquad (151)$$

Если при выводе этого уравнения учитывать не единовременные затраты $K_э$, а общетранспортные дополнительные эксплуатационные расходы $E_э$, то получим следующее выражение:

$$q_э = \sqrt{\frac{A\left(S + m_{дв} + \frac{k_э}{T}\right)}{k\left(\alpha + \frac{1}{T}\right)}}. \qquad (152)$$

Как указывалось выше, при экономических расчетах принимается обычно срок окупаемости T, равный 10 годам. Чем выше срок окупаемости, тем больше получается сечение проводов $q_э$. В связи с этим увеличиваются единовременные затраты на сооружение контактной сети и одновременно снижаются эксплуатационные расходы. В предельном случае, если предположить $T=\infty$, то уравнение (152) примет следующий вид:

$$q_э = \sqrt{\frac{AS}{k\alpha}}.$$

В этом случае $q_э$ будет соответствовать минимуму эксплуатационных расходов. При снижении срока окупаемости T сечение проводов $q_э$ уменьшается и соответственно снижаются единовременные затраты на сооружение контактной сети, но при этом увеличиваются эксплуатационные расходы. Поэтому значительное снижение срока окупаемости T против 10 лет невыгодно в экономическом отношении, хотя при этом единовременные затраты уменьшаются. В крайнем случае, если предположить, что $T = 0$, то уравнение (151) примет следующий вид:

$$q_э = \sqrt{\frac{A\left(k_э + \frac{cB}{\gamma}\right)}{k}}.$$

В этом случае $q_э$ соответствует минимуму единовременных затрат, т. е. эксплуатационные расходы при этом не учитываются.

Из уравнения (148) видно, что одна часть составляющих годовых условных расходов прямо пропорциональна сечению проводов, а другая часть обратно пропорциональна q. Первая из них в зависимости от q может быть представлена наклонной прямой a, а вторая гиперболой b, которые показаны на рис. 179. Годовые условные расходы равны сумме ординат этих кривых для каждого значения q, которые имеют минимальное значение $Г_{усл.\,мин.}$ при $q = q_э$. Как видно из кривой $Г_{усл} = f(q)$, она имеет весьма пологий характер на участках, прилегающих к значению $q = q_э$. В связи с этим отклонение в определенных пределах от экономического сечения $q_э$ связано с весьма небольшим увеличе-

нием годовых условных расходов $Г_{усл.\ мин}$. Поэтому в отличие от прочностных расчетов результаты экономического расчета не носят безусловный характер, т. е. возможно при установлении сечения проводов контактной сети отклоняться от экономического их значения $q_э$, учитывая условия работы данной линии, конъюнктурные условия и т. д. Однако при этом необходимо учитывать, насколько годовые условные расходы возрастут в результате такого отклонения от экономического сечения проводов. Для экономии цветного металла иногда снижают сечение проводов контактной сети против его экономического значения.

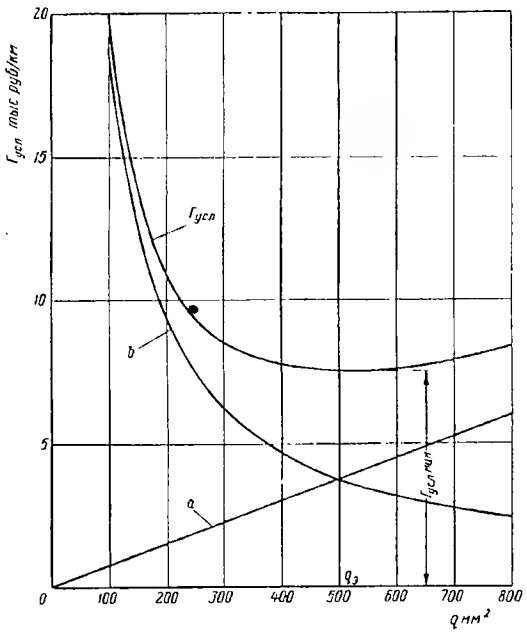


Рис. 179. Кривая зависимости годовых условных расходов $Г_{усл}$ от сечения проводов контактной сети q

Определим, насколько возрастет $Г_{усл}$, если сечение проводов контактной сети изменим с $q_э$ до q_1. В этом случае годовые условные расходы согласно уравнению (148) увеличатся и станут равны

$$Г'_{усл} = aq_1 + \frac{b}{q_1}. \qquad (а)$$

Согласно уравнениям (148) и (150) $Г_{усл.\ мин}$ равно

$$Г_{усл.\ мин} = 2\sqrt{ab}. \qquad (б)$$

Обозначим через m относительное увеличение годовых условных расходов при изменении сечения проводов с $q_э$ до q_1, при этом

$$m = \frac{Г'_{усл} - Г_{усл.\ мин}}{Г_{усл.\ мин}}. \qquad (в)$$

Подставив в уравнение (в) значения $Г'_{усл}$ и $Г_{усл.\ мин}$ из уравнений (а) и (б) и сделав преобразования, получим

$$q_1^2 - 2(m+1)\sqrt{\frac{b}{a}}\,q_1 + \frac{b}{a} = 0. \qquad (г)$$

Определяя из уравнения (г) значение q_1, получим

$$q_1 = \sqrt{\frac{b}{a}}\left[1 + m \pm \sqrt{m(m+2)}\right]. \qquad (153)$$

Если, например, $q_1 < q_э$, то в уравнении (153) перед корнем следует принять знак минус. Для этого случая из уравнения (153) получаем

$$\frac{q_э - q_1}{q_э} = \sqrt{m(m+2)} - m. \qquad (154)$$

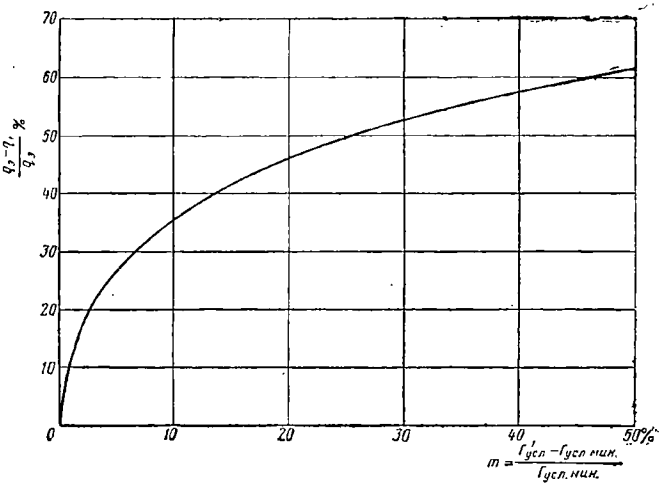


Рис. 180. Зависимость увеличения годовых условных расходов от величины снижения сечения проводов контактной сети против его экономического значения (в процентах)

Уравнение (154) определяет зависимость между относительным уменьшением сечения проводов и увеличением годовых условных расходов, которая показана в процентах на рис. 180. Последняя, как видно из уравнения (154), не зависит от значений a и b, т. е. является универсальной экономической характеристикой, позволяющей определять, на сколько процентов возрастут условные годовые расходы при различном относительном снижении сечения проводов.

Сечение проводов контактной сети можно выбирать сравнением вариантов, используя уравнение (144). В этом случае на основе имеющегося опыта проектирования задаются сечениями проводов q_1 и q_2. Суммарные годовые эксплуатационные расходы E и единовременные затраты K, зависящие от сечения проводов, для каждого из сравниваемых вариантов, т. е. для принятых

сечений проводов q_1 и q_2, определяются как сумма их составляющих, которые приведены выше. Таким образом,

$$E = E_1 + E_2 + E_3$$

и

$$K = K_1 + K_2 + K_3.$$

Как было указано, в этих уравнениях учитываются K_3 или E_3 в зависимости от условий работы участка и принятого типа локомотива.

Отдельные составляющие эксплуатационных годовых расходов и единовременных затрат могут быть найдены, используя методику, приведенную выше. Единовременные затраты на сооружение контактной сети могут быть приняты исходя из приведенной в табл. 23 ее стоимости на 1 *км* электрифицированного пути по данным Трансэлектропроекта.

Таблица 23

Стоимость контактной сети на 1 *км* электрифицируемого пути

Характеристика подвески	Средняя длина пролета в *м*	Стоимость в тыс. руб.	Характеристика подвески	Средняя длина пролета в *м*	Стоимость в тыс. руб.
БМ,95+ТФ100	50	79,4	М120+2×ТФ 100	55	92,0
	55	75,5		60	86,3
	60	69,0		70	80,4
М,95+ТФ100	50	80,4	М120+2×ТФ 100+ А 185	55	99,2
	55	75,5		60	93,4
	60	70,1		70	87,2
М,120+ ТФ100	50	84,5	М120+2×ТФ 100 +2×А185	55	104,0
	55	79,6		60	98,1
	60	73,3		70	91,8

Вариант с большим сечением проводов контактной сети q_2 будет более выгоден в экономическом отношении, если увеличение единовременных затрат при переходе к этому варианту окупается вследствие уменьшения эксплуатационных расходов в течение срока $T \leqslant 10$ годам. Если при сравнении срок окупаемости получен значительно менее 10 лет, то необходимо вариант, соответствующий сечению проводов q_2, сравнить с вариантом, имеющим еще большее сечение проводов q_3, для определения целесообразности перехода к этому варианту.

При проведении экономических расчетов иногда применяют упрощенные формулы, которые получены исходя из определенной экономической плотности тока, соответствующей тем или иным усредненным условиям. Такой способ экономического расчета менее совершенен, так как в этом случае не могут быть учтены особенности данного конкретного участка.

Пример. Контактная сеть однопутного участка имеет двустороннее питание. Поезда принимаем однотипными. Каждый поезд за время его хода по участку питания потребляет ток, среднее значение которого $I = 300$ *а*. Пропускная способность участка $N_0 = 32$ пары поездов в сутки, при этом на участке питания одновременно находится число поездов $n = 3$. Заданная пропускная способность участка $N = 18$ пар поездов в сутки.

Требуется определить величину экономического сечения проводов контактной сети.

Потери мощности в проводах контактной сети, отнесенные к 1 *км* и 1 *мм*^{2} сечения проводов сети, определяем по уравнению (121), приняв $l = 1$ *км* и $r = 17{,}9$ *ом/км* (сопротивление 1 *км* медного провода сечением 1 *мм*^{2}). Для рассматриваемого случая получаем

$$A = \frac{17{,}9 \cdot 1 \cdot 300^2}{5{,}45} \cdot \frac{18 \cdot 3}{32}\left[1{,}1 + 0{,}455\left(\frac{18}{32} \cdot 3 - 1\right)\right] = 707 \cdot 10^3 \text{ вт},$$

или

$$A = 707 \text{ квт}.$$

Принимая стоимость электроэнергии 0,13 руб. за 1 *квт·ч*, определяем стоимость 1 *квт* года потерь

$$S = \frac{0{,}13 \cdot 365 \cdot 24}{1\,000} = 1{,}139 \text{ тыс. руб.}$$

Принимая $T = 10$ годам; $\alpha = 0{,}04$; $k = 0{,}0865$ тыс. руб.; $k_э = 3{,}0$ тыс. *руб/квт*; $c = 0{,}868$; $\gamma = 0{,}15$; $B = 0{,}22$ тыс. *руб/квт*, определяем экономическое сечение проводов контактной сети по уравнению (148)

$$q_э = \sqrt{\frac{707\left(1{,}139 + \frac{3}{10} + \frac{0{,}868 \cdot 0{,}22}{10 \cdot 0{,}15}\right)}{0{,}0865\left(0{,}04 + \frac{1}{10}\right)}} = 302 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с полученным экономическим сечением проводов контактную подвеску принимаем состоящей из несущего троса М-120 и двух контактных проводов ТФ-100.

3. ВЫБОР РАЗМЕЩЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор размещения подстанций является технико-экономической задачей. При увеличении расстояний между тяговыми подстанциями уменьшается их количество, а следовательно, снижаются затраты на их сооружение и эксплуатационные расходы на содержание подстанций, и наоборот. Одновременно при повышении расстояний между подстанциями приходится увеличивать сечение проводов контактной сети, возрастают обычно и потери мощности в них. Это приводит к увеличению расхода цветного металла и затрат на сооружение контактной сети, а также, как правило, возрастают эксплуатационные расходы в связи с большими потерями мощности в проводах, отчислениями на капитальный ремонт контактной сети и т. д. Поэтому важной задачей при проектировании устройств энергоснабжения будет выбор их основных параметров (размещение подстанций и сечение проводов контактной сети), наиболее целесообразных в экономическом отношении. Как было

уже указано, размещение тяговых подстанций и величина сечений проводов контактной сети взаимосвязаны друг с другом. Поэтому выбор этих параметров должен производиться комплексно.

Размещение тяговых подстанций в значительной мере зависит от местных условий.

Тяговые подстанции размещают на участке обычно в пределах железнодорожных станций. Обязательным является размещение подстанций в крупных узлах и на станциях, где имеются основные депо. Это позволяет осуществить питание от самостоятельных линий контактной сети станций, депо и деповских путей, отдельных парков, а также обеспечить электроэнергией переменного тока депо, водокачки и других железнодорожных потребителей. Кроме того, расположение подстанции в железнодорожном узле позволяет осуществить от нее питание нескольких железнодорожных направлений при их электрификации. Большое значение имеет питание электроэнергией от тяговых подстанций нетранспортных потребителей, расположенных в районе электрифицированной линии. В связи с этим при выборе расположения тяговых подстанций учитывается размещение нетранспортных потребителей электроэнергии в районе (населенные пункты, промышленные предприятия, сельскохозяйственные потребители) и предусматривается установка на подстанциях трансформаторов для питания районной нагрузки.

В значительной мере на размещение тяговых подстанций влияет расположение устройств первичного энергоснабжения в районе электрифицируемой линии (электрических станций, районных подстанций и линий электропередачи). Тяговые подстанции размещаются таким образом, чтобы обеспечивалось правильное использование существующих устройств первичного энергоснабжения и рациональное их дальнейшее развитие. Размещение тяговых подстанций в непосредственной близости от электрических станций и районных подстанций позволяет осуществить питание тяговых подстанций напряжением 6—10 *кв*, что существенно снижает затраты на их сооружение. Подстанции стремятся располагать таким образом, чтобы максимально снизить затраты на сооружение линий электропередачи, которые необходимы для питания подстанций.

Существенным вопросом является увязка месторасположения подстанций с профилем участка и условиями его работы. Подстанции целесообразно располагать вблизи участка, где имеется наибольшее потребление электроэнергии поездами (вблизи от затяжных подъемов), а также перегонов, ограничивающих пропускную способность участка. При этих условиях снижаются единовременные затраты и расход цветного металла на сооружение контактной сети, имеется возможность снизить потерю напряжения на токоприемнике поезда, следующего по перегону, ограничивающему пропускную способность участка, и тем самым увеличить ее.

Желательно также совмещение тяговых подстанций с дежурными пунктами контактной сети в случаях, когда это представляется возможным выполнить без ущерба для других требований,

Такое совмещение позволяет снизить единовременные затраты и обеспечить ряд эксплуатационных преимуществ.

Наконец, при выборе месторасположения тяговых подстанций на участке учитываются условия водоснабжения, наличие и возможность устройства подъездных путей и дорог и ряд других факторов.

Указанные требования определяют необходимость при проектировании устройств энергоснабжения устанавливать размещение подстанций, наиболее целесообразное в экономическом отношении, сравнением различных возможных вариантов. При установлении таких вариантов размещения тяговых подстанций обычно исходят из предельных расстояний между ними, определяемых опытом проектирования дорог с электрической тягой, и учитывают перечисленные выше требования. Для дорог постоянного тока 3,0 *кв* расстояния между подстанциями в зависимости от электропотребления в среднем характеризуются данными табл. 24 (по данным Трансэлектропроекта, которые соответствуют применяемым в настоящее время типам подстанций). Практически при выборе размещения тяговых подстанций приходится сравнивать обычно не более 2—3 вариантов.

Таблица 24

Среднее расстояние между подстанциями на дорогах постоянного тока 30,0 *кв* с электровозной тягой

Характеристика участка		Грузопоток в млн. *т* нетто в год	Электропотребление в тыс. *квт·ч км/год*	Среднее расстояние между подстанциями в *км*
Равнинный	Двухпутный	>40	1 200—2 000	20—21
		25—40	800—1 200	22—23
		15—25	500— 800	24—25
		10—15	300— 500	26—27
	Однопутный	>12	500— 800	25—27
		8—12	300— 500	28—30
Горный	Двухпутный	>20	1 200—1 600	21—22
		12—20	800—1 200	23—24
		8—12	500— 800	25—26
	Однопутный	>10	800—1 200	24—25
		5—10	500— 800	26—28

Для каждого из выбранных вариантов можно определить описанным выше методом оптимальные сечения проводов контактной сети, так как при фиксированном расположении подстанций известны расстояние между ними и длина консольных участков контактной сети. Далее определяют единовременные затраты и эксплуатацион-

ные расходы по контактной сети, которые соответствуют выбранным оптимальным сечениям ее проводов.

Единовременные затраты и эксплуатационные расходы определяют на основании приведенных выше данных и умножают на соответствующую длину участка питания.

Для каждой подстанции во всех вариантах, принятых к сравнению, производят выбор мощности и количества преобразовательных агрегатов с учетом необходимого резерва.

Затем определяют единовременные затраты и эксплуатационные расходы по тяговым подстанциям, постам секционирования, линиям электропередачи и другим устройствам, отличающиеся для различных сравниваемых вариантов расположения подстанций.

Единовременные затраты на сооружение подстанции $C_п$ приближенно могут быть найдены из уравнения

$$C_п = A_п + B_п N \text{ тыс. руб.}, \qquad (155)$$

где $A_п$ — часть стоимости подстанции, не зависящая от ее мощности, в тыс. руб. на 1 подстанцию;

$B_п$ — часть стоимости подстанции, которая зависит от ее мощности, отнесенная к одному установленному на подстанции преобразовательному агрегату, в тыс. руб.;

N — число агрегатов, устанавливаемых на подстанции.

Стоимость единовременных затрат на сооружение подстанций обычно принимают на основании опыта и данных проектных организаций, при этом учитывают местные условия и особенности данной подстанции. Для лучшего выполнения этого в ряде случаев производят эскизную проектировку и составление сметных соображений.

Стоимость подстанции зависит от величины питающего напряжения, ее типа (промежуточная или опорная подстанция, подстанция, совмещенная с дежурным пунктом контактной сети или несовмещенная). Примерная стоимость автоматизированных тяговых подстанций дорог постоянного тока 3,0 *кв* характеризуется данными табл. 25 (по данным Трансэлектропроекта).

Таблица 25

Стоимость тяговых подстанций в тыс. руб.

Величина напряжения питающих линий электропередачи и характеристика подстанций			Объем здания в $м^3$	Постоянная часть стоимости ($A_п$) в тыс. руб.	Стоимость на 1 агрегат ($B_п$) в тыс. руб.	Общая стоимость подстанции при 4 агрегатах в тыс. руб.
110 *кв*	Опорная	Совмещенная	3 220	2 508	295	3 683
		Несовмещенная	2 380	2 339	295	3 519
	Промежуточная	Совмещенная	3 220	1 628	295	2 808
		Несовмещенная	2 380	1 466	295	2 646
35 *кв*		Совмещенная	3 220	1 309	321	2 593
		Несовмещенная	2 380	1 149	321	2 433
10 *кв*		Совмещенная	3 220	823	295	2 003
		Несовмещенная	2 380	663	295	1 843

Если расчеты производятся на перспективу, то обычно снижают стоимости, приведенные в табл. 25, на 20%. Приведенные данные соответствуют применяемым в настоящее время схемам и оборудованию на тяговых подстанциях (составлены применительно к типовому проекту тяговой подстанции, утвержденному в 1956 г.). В частности, на подстанциях предусмотрено применение ртутных выпрямителей РМНВ-500 × 6 и двойной трансформации при питающем напряжении 110 *кв*. Использование в дальнейшем новых типов оборудования (ртутновыпрямительных агрегатов с безнасосными воздухоохлаждаемыми вентилями, новых типов выключателей и т. д.), более рациональных схем и широкое применение централизованного изготовления индустриальными методами основных узлов тяговых подстанций позволят снизить их стоимость, что сделает экономически выгодным несколько более близкое размещение подстанций при электрической тяге на постоянном токе. Этому будет также способствовать применение автоматики и телеуправления. Стоимость аппаратуры автоматики и ее монтажа составляет на одну тяговую подстанцию 100 000—150 000 руб. Одновременно с этим применение автоматики и дальнеуправления позволяет сократить стоимость строительной части подстанций и значительно снизить годовые эксплуатационные расходы вследствие сокращения количества обслуживающего персонала.

Для примера можно указать, что стоимость упрощенной автоматической тяговой подстанции на 110 *кв*, разработанной Трансэлектропроектом, примерно составляет 1 080 тыс. руб. На этой подстанции предусмотрено применение однотрансформаторной схемы и перспективного типа ртутновыпрямительного агрегата (ИС-200/5 на 1 000 *а*).

Годовые эксплуатационные расходы на содержание и ремонт тяговых подстанций $Э_п$ характеризуются следующим соотношением:

$$Э_п = C_п \alpha' + Э'_п \text{ тыс. руб./год}, \qquad (156)$$

где α' — доля ежегодных отчислений на амортизацию и ремонт тяговой подстанции. Обычно принимают в расчетах $\alpha = 0{,}050—0{,}055$;

$Э'_п$ — расходы на оплату персонала, обслуживающего тяговую подстанцию, в тыс. руб./год, которые незначительно зависят от мощности подстанции и обычно принимаются в расчетах не зависящими от ее мощности.

Расходы на оплату персонала тяговых подстанций $Э'_п$ составляют: при ручном управлении — 160, при автоматизированных подстанциях — 122,0 и автотелеуправляемых подстанциях — 50,0 тыс. руб./год.

При нескольких вариантах размещения тяговых подстанций может получиться различное количество несовмещенных дежурных пунктов контактной сети и в связи с этим разные единовременные затраты на их сооружение. Затраты на сооружение несовме-

щенного дежурного пункта контактной сети характеризуются данными табл. 26.

Таблица 26

Стоимость дежурного пункта контактной сети

Тип дежурного пункта	Объем здания в $м^3$	Стоимость в тыс. *руб.*/$м^3$	Общая стоимость в тыс. руб.
С отопительной котельной	1 375	165	228
Без отопительной котельной	1 222	143,6	189

Для каждого варианта расположения тяговых подстанций устанавливают число и тип постов секционирования. Число быстродействующих выключателей, устанавливаемых на посту секционирования, зависит от числа путей участка и обычно равно четырем на двухпутной линии и одному на однопутной. Данные по стоимости постов секционирования приведены в табл. 27.

Таблица 27

Стоимость постов секционирования контактной сети

Характеристика поста секционирования	Объем здания в $м^3$	Общая стоимость в тыс. руб.
Упрощенная схема и один быстродействующий выключатель	96	47
Четыре быстродействующих выключателя	380	142

Годовые эксплуатационные расходы по постам секционирования могут быть выражены следующей формулой:

$$Э_{сп} = C_{сп}\alpha_{сп} \text{ тыс. руб.}, \qquad (157)$$

где $\alpha_{сп}$ — доля ежегодных отчислений на амортизацию и ремонт поста секционирования, которая по величине близка α'.

Для каждого принятого к сравнению варианта расположения на участке тяговых подстанций устанавливается схема их питания, определяются протяженность, сечение проводов и другие характеристики линий электропередачи, которые должны быть построены при каждом варианте расположения тяговых подстанций.

Единовременные затраты, связанные с сооружением линии электропередачи $C_{пер}$, могут быть выражены соотношением вида

$$C_{пер} = A_{пер}\, l_{пер} + B_{пер} \text{ тыс. руб.}, \qquad (158)$$

где $A_{пер}$ — стоимость сооружения 1 *км* линии электропередачи данного типа в тыс. *руб*/*км*;

$l_{пер}$ — длина линии электропередачи в *км*;

$B_{пер}$ — затраты на присоединение линии электропередачи к распределительному пункту первичной сети в тыс. руб.

Годовые эксплуатационные расходы по линии электропередачи $Э_{пер}$ могут быть выражены следующим образом:

$$Э_{пер} = C_{пер}\alpha_{пер} \text{ тыс. руб./год}, \quad (159)$$

где $\alpha_{пер}$ — доля ежегодных отчислений на амортизацию и ремонт линии электропередачи.

Стоимость линий электропередачи зависит от напряжения, числа цепей, типа опор, сечения проводов и степени гололедности района. В табл. 28 приведена стоимость линий электропередачи применительно к наиболее часто встречающимся случаям.

Таблица 28

Стоимость линий электропередачи

Напряжение в *кв*	Количество цепей на опоре	Опоры	Стоимость линии электропередачи в тыс. *руб/км*
35	1	Деревянные	30— 60
	1	Металлические	55— 80
	2	»	80—140
110	1	Деревянные	40— 65
	1	Металлические	70—110
	2	»	115—160

Амортизационные отчисления применяются: 3% при металлических и 6% при деревянных опорах; годовые затраты на обслуживание, управление и текущий ремонт принимаются: 1% при металлических и 2,5% при деревянных опорах от капитальных затрат.

Общая величина единовременных затрат C и годовых эксплуатационных расходов $Э$ для каждого из сравниваемых вариантов расположения тяговых подстанций определяется как сумма соответствующих затрат по отдельным элементам системы энергоснабжения (контактная сеть, подстанции, посты секционирования и линии электропередачи).

Сравнение вариантов между собой производится попарно по сроку окупаемости T, т. е. определяется, за сколько лет окупятся дополнительные капиталовложения при переходе к более дорогому варианту благодаря экономии на эксплуатационных расходах. Срок окупаемости T определяется, как было сказано выше, из уравнения

$$\frac{C_2 - C_1}{Э_1 - Э_2} = T, \quad (160)$$

где C_1 и C_2 — общие единовременные затраты, соответствующие первому и второму сравниваемым вариантам;

$Э_1$ и $Э_2$ — общие годовые эксплуатационные расходы для этих вариантов.

Более дорогой вариант, которому соответствуют затраты C_2,

будет более выгоден в экономическом отношении, если полученный срок окупаемости T меньше или равен 10 годам.

В уравнение (160) входит только разность между единовременными затратами $C_2 - C_1$ и годовыми эксплуатационными расходами сравниваемых вариантов. Поэтому срок окупаемости не изменится, если при определении общих единовременных затрат и годовых эксплуатационных расходов не учитывать их составляющие, одинаковые для обоих сравниваемых вариантов. Их можно не учитывать и в том случае, когда определяется абсолютная величина изменения единовременных затрат и годовых эксплуатационных расходов при переходе от одного варианта расположения тяговых подстанций к другому. Например, если сравниваемые варианты отличаются друг от друга расположением только одной тяговой подстанции, то при определении единовременных затрат и годовых эксплуатационных расходов учитываются только те их составляющие, которые зависят от расположения данной подстанции.

Необходимость в проведении экономических расчетов нередко возникает и в процессе эксплуатации электрической железной дороги, когда в связи с увеличением размеров движения требуется усиление существующих на дороге устройств энергоснабжения. В этом случае на основании данных экономических расчетов может быть решен вопрос, что является наиболее целесообразным при данных условиях: постройка дополнительной тяговой подстанции или увеличение сечения проводов контактной сети, или, если последнее мероприятие более целесообразно, насколько следует увеличить сечение проводов контактной сети.

4. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГЕ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

Как уже указывалось, в большинстве случаев сечения проводов контактной сети при переменном токе определяются условиями обеспечения необходимой устойчивости контактной подвески в механическом отношении. Реализация установленных технических и эксплуатационных требований может быть осуществлена соответствующим ограничением расстояния между тяговыми подстанциями. Очевидно, что при выбранном расстоянии между подстанциями экономическое сечение проводов контактной сети не должно превышать сечения проводов, минимально допустимого по условиям механической устойчивости контактной подвески. Определение в данном случае экономического сечения проводов производится описанным выше методом. Однако в связи с тем, что на электровозах переменного тока устанавливаются понижающие трансформаторы, при помощи которых можно регулировать напряжение, подводимое к тяговым двигателям, практически отпадает необходимость учитывать затраты, связанные с неполным использованием мощности электровозов K_3, или с увеличением общетранспортных эксплуатационных расходов E_2 из-за снижения напряжения на токоприемнике.

Как показывают результаты проведенных расчетов, расстояния между подстанциями при электрической тяге на переменном токе могут ограничиваться по условиям соответствия принимаемого сечения проводов контактной сети экономическому только на двухпутных линиях с большими размерами движения и при больших весах поездов.

Размещение тяговых подстанций при электрической тяге на переменном токе устанавливают также сравнением вариантов описанным выше методом. Расстояния между тяговыми подстанциями в этом случае составляют от 40 до 70 *км* и более в зависимости от размеров движения, грузопотока и т. д.

В табл. 29 приведена стоимость 110 *кв* тупиковых сборноблочных тяговых подстанций однофазного тока промышленной частоты при установке на них одного и двух тяговых трансформаторов (по данным Трансэлектропроекта). Объем зданий таких тяговых подстанций составляет 233 $м^3$.

Таблица 29

Стоимость тяговой подстанции однофазного тока промышленной частоты

Тип трансформатора	Стоимость тяговой подстанции в тыс. руб.	
	с одним тяговым трансформатором	с двумя тяговыми трансформаторами
ТДТГ - 15000/110	—	1 239
ТДТГ - 20000/110	948	1 320
ТДТГ - 31500/110	1 047	1 515
ТДТГ - 40500/110	1 086	—

В районах с развитыми устройствами первичного энергоснабжения при электрической тяге на переменном токе во многих случаях оказывается возможным совмещение тяговых подстанций с районными подстанциями. В этом случае отпадает необходимость в сооружении тяговых подстанций, а питание электроэнергией тяговой сети осуществляется от специальных трансформаторов, устанавливаемых на районных подстанциях, что позволяет значительно снизить единовременные затраты. Такое совмещение подстанций при электрической тяге на переменном токе в этом случае обусловливается возможностью в значительно более широких пределах изменять расстояния между пунктами питания тяговой сети и иметь бо́льшую длину питающих линий, а также более простое оборудование тяговых подстанций.

Вопросы для повторения

1. Как производится сопоставление единовременных затрат и годовых эксплуатационных расходов?
2. Как осуществляется выбор оптимального сечения проводов контактной сети?
3. Каковы особенности экономических расчетов при электрической тяге на переменном токе?

Глава IX

ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

При проектировании устройств энергоснабжения определяют число, расположение и мощность тяговых подстанций и сечение проводов контактной сети, а также разрабатывают схемы питания и защиты тяговой сети и схемы первичного энергоснабжения. В процессе проектирования определяют основные энергетические показатели системы энергоснабжения, потери напряжения в тяговой сети и их влияние на работу электроподвижного состава, решают вопросы резервирования отдельных элементов системы энергоснабжения и проверяют их работу при вынужденных режимах.

Проектирование устройств энергоснабжения производится в соответствии с требованиями Технических условий проектирования электрификации железных дорог нормальной колеи на постоянном токе 3 000 *в* (ТУПЭ-57) и Правил устройства электротехнических установок (ПУЭУ). Кроме того, при проектировании устройств энергоснабжения руководствуются Правилами технической эксплуатации железных дорог СССР (ПТЭ), Правилами содержания устройств тяговых подстанций и контактной сети электрифицированных железных дорог, Правилами по технике безопасности при работах на тяговых подстанциях и рядом других документов.

Выбор основных параметров устройств энергоснабжения осуществляется на основании технико-экономических расчетов таким образом, чтобы они обеспечивали требуемые размеры перевозок при заданных весах поездов и скоростях их движения. Все элементы системы энергоснабжения должны иметь достаточную мощность для обеспечения устойчивой работы электрифицированной линии при всех требуемых эксплуатационных условиях. Одновременно с обязательной реализацией этих основных требований параметры системы энергоснабжения должны быть выбраны наиболее рациональными с экономической точки зрения.

Стоимость устройств энергоснабжения составляет значительную часть общих затрат на электрификацию железных дорог (60 — 65%). Сокращение стоимости устройств энергоснабжения и снижение эксплуатационных расходов достигается путем: рацио-

нального выбора их параметров (размещение подстанций, их мощность, сечение проводов контактной сети); рациональной очередности первоначального и последующего технического оснащения с учетом развития электрификации; внедрения автоматизации и телеуправления и новых, более совершенных типов оборудования; типизации устройств энергоснабжения и применения индустриальных методов их строительства и монтажа и т. д.

Снабжение электрической энергией электрифицируемых железных дорог при проектировании должно предусматриваться от энергосистем общего пользования (Министерства электростанций). Схема энергоснабжения тяговых подстанций должна обеспечивать непрерывную и бесперебойную подачу электрической энергии для тяги (удовлетворять требованиям, предусмотренным для потребителей I категории по классификации Министерства электростанций) и надежную эксплуатацию электрической тяги при требуемых размерах перевозок.

При проектировании устройств энергоснабжения электрической железной дороги последние увязываются со схемой снабжения электрической энергией потребителей прилегающего района. В местностях, где отсутствуют районные подстанции, при проектировании тяговых подстанций предусматривается также энергоснабжение нетяговых потребителей (железнодорожных и районных). Если в этом случае потребность в электроэнергии для электрификации прилегающих к тяговой подстанции промышленных предприятий, районных центров и сельского хозяйства значительна, то затраты, связанные с обеспечением электроэнергией этих потребителей, выделяются в отдельную смету и финансирование производится за счет последних.

На линиях с затяжными спусками или частыми остановками поездов должно предусматриваться рекуперативное торможение, если это оправдывается соответствующими технико-экономическими расчетами.

Размеры перевозок на железнодорожных линиях, т. е. число поездов и их вес, возрастают с течением времени. Увеличиваются и скорости движения поездов. Поэтому мощность, потребляемая поездами, с течением времени повышается. Вследствие этого при проектировании устройств энергоснабжения особое внимание уделяется вопросам возможности этапного их развития при минимальных первоначальных затратах материальных и денежных средств.

Элементы устройств энергоснабжения, усиление и развитие которых в дальнейшем при увеличении размеров движения потребует дополнительных затрат по сравнению с затратами, которые необходимы при их сооружении сразу на полную мощность, при проектировании выбираются с достаточным запасом по мощности, с учетом характера работы данного элемента и сложности его переустройства.

Элементы устройств энергоснабжения, мощность которых можно беспрепятственно развивать в процессе эксплуатации электрифи-

цированной линии, выбирают по размерам перевозок в первые годы эксплуатации.

В связи с этим согласно требованиям ТУПЭ-57 размещение и размеры зданий тяговых подстанций, схема энергоснабжения и типы опор контактной сети выбираются исходя из грузооборота, пассажиропотоков и характера движения, планируемых на десятый год эксплуатации; число и мощность агрегатов тяговых подстанций, сечение подвешиваемых проводов контактной сети — на пятый год эксплуатации.

На участках с электровозной тягой, оборудованных автоблокировкой, размещение и мощность тяговых подстанций, а также сечение проводов контактной сети должны обеспечивать следующие размеры движения при установленном для каждого направления весе поезда:

на однопутных участках — число поездов, соответствующее максимальной пропускной способности при пакетном графике из двух поездов в пакете с интервалом попутного следования поездов 10 *мин* в каждом направлении, и

на двухпутных участках — число пар грузовых поездов, определяемое 10-*мин* интервалом попутного следования.

На пригородных участках с преобладающим движением пригородных электропоездов их составность и размеры движения устанавливаются в интенсивный час по зонам исходя из величины и неравномерности пассажиропотоков в течение суток расчетной населенности пригородных поездов.

При совмещенном грузовом движении и большом движении пригородных электропоездов параметры устройств энергоснабжения выбираются отдельно для каждого из этих случаев и из полученных принимаются устройства энергоснабжения более мощные. На многопутных участках определение условий расчета производится исходя из принятой специализации главных путей.

Кроме того, при наличии соответствующего задания производится проверка работы системы энергоснабжения при аварийном отключении одной из тяговых подстанций. Размеры движения, которые должны быть обеспечены, в этом случае определяются в указанном задании.

Основные исходные данные при проектировании устройств энергоснабжения. При проектировании устройств энергоснабжения электрических железных дорог основными исходными данными являются:

1) план и профиль электрифицируемой линии с указанием характеристики верхнего строения пути (типа рельсов и основания пути) и данные о принятых средствах сношений по движению поездов;

2) размеры движения на электрифицируемой линии в отдельные расчетные периоды по всем типам обращающихся поездов (число пар поездов и их вес);

3) данные, характеризующие интенсивность движения поездов в различные периоды года и суток;

4) результаты тяговых расчетов для поездов различных типов, обращающихся на электрифицируемой линии, или данные по удельному расходу электрической энергии и скорости движения поездов различных типов;

5) данные по имеющимся устройствам первичного энергоснабжения в районе электрифицируемой линии и перспективам их развития и потребления электроэнергии промышленными, сельскохозяйственными и бытовыми потребителями (районными и железнодорожными), вопросы обеспечения электроэнергией которых следует решать при проектировании устройств энергоснабжения электрической тяги;

6) характеристика раздельных пунктов в отношении наличия жилья, источников водоснабжения, возможности устройства подъездного пути к тяговой подстанции и т. д.

2. ПОРЯДОК ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При проектировании устройств энергоснабжения на основании результатов тяговых расчетов определяется годовое электропотребление в тыс. *квт·ч* на 1 *км* линии и одновременно устанавливается среднегодовая нагрузка в *квт* на 1 *км* на перспективу. Эти данные необходимы для выполнения предварительных и контрольных расчетов.

Учитывая опыт проектирования или по соответствующим приближенным формулам исходя из величины годового электропотребления, определяют примерные величины расстояний между подстанциями и намечают возможные варианты размещения тяговых подстанций с учетом реальных условий данного участка.

Требования и факторы, которые учитываются при выборе вариантов размещения тяговых подстанций, изложены в главе VIII.

Для каждого принятого к сравнению варианта размещения тяговых подстанций определяются на перспективу: необходимые число и мощность рабочих и резервных агрегатов; схема первичного энергоснабжения; сечение проводов контактной сети для каждого участка питания; способы и средства защиты устройств электрической тяги от токов короткого замыкания и подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами.

Исходя из полученных таким образом параметров устройств энергоснабжения устанавливают технико-экономические показатели для каждого сравниваемого варианта размещения тяговых подстанций и составляют сводные данные этих показателей по всем вариантам.

К числу таких показателей относятся стоимостные показатели (единовременные капитальные вложения и годовые эксплуатационные расходы) и натуральные показатели (затраты цветного металла, расход электрической энергии и т. д.). Оценка выгодности того

или иного варианта с экономической точки зрения осуществляется на основе сравнения стоимостных показателей, методика которого описана в главе VIII. В результате комплексного сравнения всех технико-экономических показателей осуществляется выбор наиболее целесообразного варианта размещения тяговых подстанций.

При выборе размещения тяговых подстанций необходимо учитывать, что при более близких расстояниях между ними обеспечиваются лучшие условия для поддержания соответствующего уровня напряжения на токоприемниках, снижаются потери электроэнергии в тяговой сети и этим улучшаются эксплуатационные показатели участка. В связи с этим следует отдавать предпочтение варианту с более близким расстоянием между подстанциями, если это не приводит к неоправданному увеличению стоимостных показателей. При электрификации железных дорог на постоянном токе общей тенденцией является снижение расстояний между тяговыми подстанциями. Это мероприятие оправдывается в экономическом отношении в результате использования более совершенных типов оборудования на тяговых подстанциях, упрощения их конструкции, применения автоматики и телеуправления и т. д.

При электрификации железных дорог на переменном токе целесообразно размещение подстанций осуществлять таким образом, чтобы по мере роста размеров перевозок усиление устройств энергоснабжения могло бы производиться в основном за счет замены тяговых трансформаторов более мощными.

Исходя из выбранного варианта размещения тяговых подстанций при электрической тяге на постоянном токе определяют параметры устройств энергоснабжения на первый период, т. е. на пятый год эксплуатации, согласно ТУПЭ-57, при этом устанавливаются количество рабочих и число резервных агрегатов на тяговых подстанциях, сечение проводов контактной сети и мероприятия по защите устройств электрической тяги от токов короткого замыкания и подземных сооружений от коррозии блуждающими токами.

Выбор мощности и числа преобразовательных агрегатов тяговых подстанций. Из преобразовательных агрегатов, выпускаемых промышленностью, выбирают тип агрегата, единичная мощность которого обеспечивала бы возможность установки на каждой тяговой подстанции, как правило, не более трех рабочих агрегатов.

Количество рабочих ртутновыпрямительных агрегатов на тяговой подстанции выбирается в зависимости от ее нагрузки, определяемой исходя из установленных размеров движения и весов поездов, длительно допустимой нагрузки для принятого типа агрегата и его перегрузочной способности в соответствии с требованиями второго класса ГОСТа на выпрямители (см. стр. 157).

При определении числа рабочих агрегатов на подстанции $N'_{агр}$ вначале одним из описанных методов устанавливают среднеквадратичное значение тока ее нагрузки $I'_{пэ}$, а затем полученную

величину $I'_{пэ}$ делят на номинальное значение тока нагрузки $I_н$ для выбранного типа агрегата; следовательно,

$$N'_{агр} = \frac{I'_{пэ}}{I_н}. \qquad (161)$$

Полученное таким образом число рабочих агрегатов обычно дробное. Если дробная часть не превышает 10% целого расчетного числа рабочих агрегатов, то полученное значение $N'_{агр}$ округляют в меньшую сторону, а если превышает, то в бóльшую сторону.

Найденное таким образом число рабочих агрегатов $N_{агр}$ проверяют по максимально допустимому току нагрузки. С этой целью описанным выше методом определяют максимальное значение тока нагрузки на данную подстанцию $I_{п\ макс}$ (с учетом пусковых токов, которые могут быть в условиях нормальной эксплуатации), а затем проверку производят по следующему соотношению:

$$N_{агр} \geqslant \frac{I_{п\ макс}}{k_1 I_н}, \qquad (162)$$

где k_1 — отношение максимально допустимого тока нагрузки для данного типа агрегата к его номинальному значению. Из приведенных данных видно, что $k_1 = 1{,}5$, что соответствует режиму перегрузки 50% в течение 1 *мин*.

В ряде случаев, когда на электрифицируемой линии имеются ярко выраженные периоды интенсивного движения, ограниченные по времени, например, пригородные участки с моторвагонной тягой, число преобразовательных агрегатов целесообразно устанавливать исходя из перегрузки агрегатов по току в течение 2 *ч* 50% и в течение 1 *мин* — 200% с интервалами между перегрузками 3 *ч* (при этих условиях соответственно ниже номинальная мощность агрегата). В таких случаях при определении числа рабочих агрегатов по уравнению (161) подставляют значение $I'_{пэ}$, соответствующее длительному периоду работы участка (например в течение суток). Кроме того, определяют значение $I''_{пэ}$, соответствующее двухчасовому периоду интенсивной нагрузки. Рабочее число агрегатов исходя из этого режима нагрузки определяется из соотношения

$$N''_{агр} = \frac{I''_{пэ}}{k_2 I_н}, \qquad (162')$$

где k_2 — отношение допустимого тока перегрузки в течение 2 *ч* к номинальному его значению, равное 1,5.

Число рабочих агрегатов $N_{агр}$ устанавливается в данном случае исходя из большего из полученных значений $N'_{агр}$ и $N''_{агр}$, а затем проверяется по максимальному току нагрузки [уравне-

ние (162)], при этом значение k_2 принимается равным 3, что соответствует перегрузке 200% в течение 1 *мин*.

Выбор сечения проводов контактной сети. После установления вариантов размещения тяговых подстанций, т. е. при заданном расстоянии между ними, производится выбор сечений проводов контактной сети на основании результатов технико-экономических расчетов, методика выполнения которых описана выше.

При электрической тяге на постоянном токе 3 000 *в* сечение проводов контактной сети на перегонах выбирают на основании экономического расчета, т. е. на основании соизмерения единовременных затрат и годовых эксплуатационных расходов, зависящих от величины сечения проводов, при этом учитывают расходы, связанные со снижением скорости движения поездов из-за потери напряжения в проводах. Методика выполнения таких расчетов изложена выше.

Полученное экономическое сечение проводов проверяется на нагревание и по минимально допустимому уровню напряжения на токоприемнике. Согласно требованиям ТУПЭ-57 средняя величина напряжения на токоприемнике за время хода поезда под током при расчетных размерах движения и нормальной схеме питания и секционирования контактной сети должна быть на любом блок-участке не менее 2 400 *в*, а на затяжных руководящих подъемах не менее 2 700 *в*.

Кроме того, на лимитирующих перегонах однопутных участков производится проверка, — обеспечивается ли заданная пропускная способность при данном уровне напряжения в тяговой сети.

Если окажется, что выбранное на основании результатов экономических расчетов сечение проводов контактной сети не удовлетворяет одному из перечисленных требований, то его соответственно увеличивают или снижают расстояние между подстанциями и снова повторяют расчет.

Увеличение сечения проводов контактной сети для облегчения защиты от токов короткого замыкания может допускаться только в исключительных случаях, если защита не может быть осуществлена другими, более экономичными способами.

На тех участках, где при тяговом режиме (исключая период пуска и разгона поезда) токоприемником электровоза снимаются токи, превышающие 1 000 *а*, предусматривается подвеска двух контактных проводов.

На станционных и тракционных путях сечение проводов контактной сети должно быть достаточным для обеспечения требуемой механической устойчивости контактной подвески. В необходимых случаях, в первую очередь на станционных путях, где осуществляются трогание и разгон грузовых поездов большого веса, принятое сечение проводов контактной сети проверяется на нагревание.

Сечение проводов питающих и отсасывающих линий выбирается по условиям их нагревания при максимальной нагрузке. В этом

случае для режима отключения соседних подстанций необходимо также учитывать сечение проводов станционной (резервной) питающей линии. Кроме того, сечение питающих линий должно соответствовать сечению контактной подвески над главными путями перегонов.

При электрической тяге на переменном токе сечение проводов обычно принимается минимально необходимым, чтобы обеспечить механическую устойчивость контактной подвески (120 — 140 *мм*² на путь в медном эквиваленте). При принятых расстоянии между подстанциями, схеме питания, сечении проводов контактной сети и их расположении потеря напряжения до токоприемника поезда не должна превышать максимально допустимой величины. В настоящее время последняя еще не установлена. На основании результатов проведенных расчетов и зарубежных данных максимально допустимая потеря напряжения до токоприемника при электрической тяге на переменном токе составляет примерно 25% напряжения на тяговых шинах при холостом ходе, при этом уровень напряжения на токоприемнике определяется с учетом изменения напряжения на тяговых шинах подстанции. Если потеря напряжения до токоприемника превышает максимально допустимую величину, то обычно соответственно снижают расстояние между подстанциями и повторяют расчет. Кроме того, производят проверку принятого сечения проводов на нагрев и на соответствие результатам экономического расчета.

При электрификации новых линий на постоянном токе износ контактного провода в расчетах не учитывается, за исключением расчета токов короткого замыкания; при проектировании усиления устройств энергоснабжения на существующих линиях износ контактного провода учитывается во всех расчетах.

Резервирование устройств энергоснабжения. При проектировании устройств энергоснабжения предусматривается их резервирование, чтобы обеспечить нормальную эксплуатацию электрифицированной линии при выводе из работы отдельных устройств системы энергоснабжения для проведения их планового ремонта или в случае повреждения.

С этой целью питание тяговых подстанций, как правило, осуществляется по двум линиям электропередачи. В случае выхода из строя одной из этих линий другая должна обеспечивать требуемые размеры перевозок.

На тяговых подстанциях предусматривается установка резервных агрегатов исходя из расчета один резервный агрегат на две тяговые подстанции. Кроме того, для производства планового ремонта агрегатов предусматривается один передвижной агрегат на каждые 4—6 тяговых подстанций.

На подстанциях, получающих питание от линий электропередачи напряжением 110 *кв* и выше (подстанции с двойной трансформацией), допускается установка одного главного понизительного трансформатора. Его резервирование в этом случае осуществляется

применением передвижных трансформаторов; при этом предусматривается один передвижной трансформатор на каждые 4—5 подстанций.

При проектировании устройств энергоснабжения предусматривается резервирование и других их элементов (быстродействующих выключателей, линий, питающих тяговую сеть, и т. д.), как это было описано выше.

Вопросы для повторения

1. Какие основные требования предъявляются при проектировании устройств энергоснабжения?
2. Исходные данные и последовательность выполнения расчетов при проектировании устройств энергоснабжения электрических железных дорог.
3. Как осуществляется выбор мощности, числа преобразовательных агрегатов тяговых подстанций и сечения проводов контактной сети?
4. Какие требования предъявляются к резервированию устройств энергоснабжения?

3. ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ[1]

Выше были рассмотрены методы расчета устройств энергоснабжения и выбора их оптимальных параметров, которые применяются при проектировании и эксплуатации этих устройств. Указанные методы позволяют для данного конкретного случая выбрать наиболее целесообразное месторасположение тяговых подстанций и их мощность, определить оптимальное сечение проводов контактной сети и т. д.; однако решение этих задач подобными методами требует проведения подробных расчетов и связано с затратой значительного времени. Поэтому такие методы выбора основных параметров устройств энергоснабжения будут неприемлемы в тех случаях, когда требуется быстро установить приближенное значение этих величин. Необходимость в этом возникает при решении вопросов, связанных с планированием электрификации железных дорог, когда достаточно установить ориентировочно потребность в электроэнергии, затраты цветного металла, оборудования, стоимость устройств энергоснабжения и т. п., которые необходимы для электрификации линий, включаемых в план. В таких случаях вполне уместно и целесообразно применять для решения поставленной задачи приближенные методы расчета.

Ниже излагается метод, позволяющий для заданных размеров движения быстро определить основные технико-экономические показатели работы грузовой линии при переводе ее на электротягу и получаемую при этом экономию топлива.

---

[1] Написано инж. Л. М. Перцовским.

В известной мере эти методы являются обобщением опыта эксплуатации и практики проектирования электрифицированных линий в СССР.

Исходными данными для расчетов являются:

Длина электрифицируемой линии в *км*	L
Число главных путей	—
Руководящий (расчетный) подъем в $^0/_{00}$	i_p
Размеры перевозок, планируемые на 5-й и 10-й годы эксплуатации линии на электрической тяге:	
а) грузопоток в одном, более грузонапряженном направлении, в млн. *т* нетто в год	Γ_m
б) то же в обратном направлении	Γ_o
в) количество пар пассажирских поездов в сутки и их средний вес	$N_{пас}$, $Q_{пас}$
Серия электровоза и его полный вес в *т*	P
Вес грузового поезда в *т*	$Q_{гр}$
Расход условного топлива на линии при паровой тяге в *кг* на 10 000 *ткм* брутто	$a_{пар}$
Технический эквивалент топлива	k_m
Расход условного топлива в *кг* на выработку 1 *квт·ч* в энергосистеме, от которой будет получать электроэнергию электрифицируемая линия	$a_{ст}$
Доля участия гидроэлектростанций в балансе выработки электроэнергии по энергосистеме	φ

Электропотребление. Электропотребление электрифицируемой линии обычно характеризуется двумя величинами: годовым потреблением электроэнергии, которое мы будем обозначать A и выражать в миллионах *квт·ч*, и потребной мощностью от энергосистемы — $W_{макс}$ в *квт*.

Величина электропотребления определяется по формуле, известной из курса «Основы электрической тяги»:

$$A = Ma \cdot 10^{-3} \text{ млн. } квт \cdot ч \text{ в год}, \qquad (163)$$

где M — *ткм* брутто, включая вес электровоза, в млн.;

a — удельный расход электроэнергии, выражаемый в *вт·ч* на 1 *ткм* брутто;

10^{-3} — переводной коэффициент из *вт·ч* в *квт·ч*.

Выражение для подсчета M выводится исходя из следующих соображений. Если обозначить через α коэффициент, учитывающий удельный вес тары вагонов и электровоза по отношению к грузопотоку, то нетрудно видеть, что тонна-километры брутто от перевозки грузов $M_{гр}$ составят

$$M_{гр} = [\Gamma_m + \alpha\Gamma_m + \Gamma_o + \alpha\Gamma_o + \alpha(\Gamma_m - \Gamma_o)]\, L. \qquad (164)$$

Здесь $\alpha(\Gamma_m - \Gamma_o)$ — вес тары вагонов в составах из порожняка, следующих в направлении, обратном преимущественному грузопотоку.

Раскрыв скобки и производя алгебраические преобразования, получим

$$M_{гр} = [\Gamma_m(1 + 2\alpha) + \Gamma_o] L. \qquad (165)$$

Тонна-километры пассажирских поездов $M_{пас}$ при $N_{пас}$ в сутки составят в год

$$M_{пас} = 2N_{пас} \cdot 365 (P + Q_{пас}) L \cdot 10^{-6},$$

или

$$M_{пас} = \beta N_{пас} L,$$

где $\beta = 2 \cdot 365 (P + Q_{пас}) \cdot 10^{-6}$, при $P + Q_{пас}$ от 800 до 1 100 $т$ меняется в пределах от 0,58 до 0,8.

Таким образом, формула для определения $M = M_{гр} + M_{пас}$ имеет вид

$$M = [\Gamma_m (1 + 2\alpha) + \Gamma_o + \beta N_{пас}] L. \qquad (166)$$

Коэффициент α зависит от рода груза и типа вагонов, в которых груз перевозится, а также от руководящего подъема линии. Среднее его значение может быть принято по данным табл. 30.

Таблица 30

Значение коэффициента α

$i_р$ в ‰	4—5	6—7	8—9	10—11	12	14
α	0,46	0,49	0,50	0,52	0,53	0,54

Удельный расход электроэнергии на тягу, отнесенный к токоприемнику поезда, как известно, может быть определен по формуле

$$a = \frac{2{,}725}{\eta_э} (i_э + w_{ср}) \; вт \cdot ч/ткм, \qquad (167)$$

где $i_э$ — эквивалентный подъем линии в ‰;

$w_{ср}$ — среднее сопротивление движению поезда в $кг/т$ при средней технической скорости;

$\eta_э$ — к. п. д. электровоза.

Поскольку удельный расход электроэнергии должен включать в себя потери энергии в тяговой сети и на подстанциях, получим с учетом этих потерь следующее выражение для a:

$$a = \frac{2{,}725k}{\eta_э \eta_{кс} \eta_п} (i_э + w_{ср}). \qquad (168)$$

Принимая для системы постоянного тока $\eta_э = 0{,}89$, $\eta_{кс} = 0{,}9$, $\eta_п = 0{,}94$ и значение k, учитывающего потери энергии на собственные нужды электровоза, увеличение сопротивления движению в зимнее время и пр., равное 1,1 получим окончательно

$$a = 4\,(i_э + w_{ср}). \qquad (169)$$

Для системы переменного тока при $\eta_э = 0{,}82$, $\eta_{кс} = 0{,}97$ и $\eta_п = 0{,}975$ получим выражение для определения удельного расхода энергии (активной составляющей)

$$a = 3{,}8\,(i_э + w_{ср}). \qquad (170)$$

Эквивалентный подъем зависит от соотношения уклонов отдельных элементов профиля пути, и в курсе «Основы электрической тяги» приводится для его определения специальная формула. Для целей приближенных расчетов его значения могут быть определены из табл. 31.

Таблица 31

Определение эквивалентного подъема

$i_р$ в ‰	4	6	8	10	12	14
$i_э$ в ‰	0,2	0,5	1,2	1,6	1,8	2,0

Величину $w_{ср}$ в зависимости от технической скорости грузовых поездов принимают по табл. 32.

Таблица 32

Определение среднего сопротивления движению

Техническая скорость в *км/ч*	40	50	60	70	80
$w_{ср}$ в *кг/т*	2,5	2,8	3,1	3,5	4,0

Техническая скорость грузовых поездов $v_т$ ориентировочно может быть принята из выражений:

для электровозов типа ВЛ22^м с двигателями ДПЭ-400

$$v_т = (1{,}2 - 1{,}3)\,v_р$$

и для электровозов с двигателями НБ-406 (ВЛ23 и Н8)

$$v_т = (1{,}5 - 1{,}7)\,v_р,$$

где $v_р$ — скорость на расчетном подъеме, равная 37 *км/ч* для электровоза ВЛ22^м и 42 *км/ч* для Н8 и ВЛ23.

Что касается коэффициентов, входящих в формулы, то меньшие их значения следует принимать для линий с руководящим уклоном до $6 - 7$‰, а бо́льшие — для $i_р = 12 - 14$‰.

Мощность, потребляемая от электростанций, определяется по формуле

$$W_{макс} = \frac{A}{T_{макс}} \text{ квт}, \qquad (171)$$

где $T_{макс}$ — число часов использования максимума нагрузки, определяемое в зависимости от общего расхода электроэнергии по табл. 33.

Таблица 33

Определение числа часов использования максимума

A в млн. *квт·ч*	До 25	40	55	75	100	120 и более
$T_{макс}$ *ч*	4 500	5 000	5 250	5 500	5 750	6 000

Расстояния между тяговыми подстанциями, их мощность, сечения проводов контактной сети в приближенном методе можно определять по двум показателям: величине годового потребления электроэнергии A_1 и потребной мощности от тяговых подстанций при расчетном режиме движения на 1 *км* электрифицируемой линии.

Величина A_1 определяется просто по данным об общем расходе энергии A и длине линии L, т. е. $A_1 = \frac{A}{L}$.

Для эксплуатируемых электрических железных дорог величина A_1 характеризуется данными табл. 34.

Таблица 34

Величина электропотребления для различных электрифицированных линий

Характеристика электрифицированной линии	A_1 в тыс. *квт·ч/км/год*
Грузовые двухпутные	От 1 000 до 1 600
Грузовые однопутные	» 150 » 900
Пригородные двухпутные (с интенсивным движением)	» 400 » 1 200
Смешанное движение (электровозная и моторвагонная тяга)	До 1 600

Средние расстояния между подстанциями $l_п$ в зависимости от размеров электропотребления на 1 *км* линии на 10-й год эксплуатации можно принимать по табл. 24.

Число преобразовательных агрегатов, устанавливаемых на тяговых подстанциях, на 5-й год эксплуатации (при расстояниях между подстанциями по табл. 24) определяется следующим образом.

На двухпутных линиях подсчитывается сперва величина W_1 при заданном интервале попутного следования поездов j (в минутах), которая может быть определена из выражения

$$W_1 = k_э \cdot 2 \cdot \frac{60}{j} (P + Q)_{ср} a \cdot 10^{-3} \ квт/км. \qquad (172)$$

В этом выражении произведение трех первых сомножителей дает тонна-километры брутто, приходящиеся на 1 *км* электрифицируемой линии при заданном или расчетном движении грузовых поездов со средним весом в оба направления за один час, которое, будучи умножено на средний удельный расход электроэнергии, выраженный в *квт·ч/ткм* брутто, дает искомое значение W_1 в *квт/км*; коэффициент эффективности нагрузки $k_э^*$ можно принять в среднем равным 1,1.

При расчетном интервале следования поездов, равном 10 *мин*, как этого требуют ТУПЭ-57, приведенное выражение может быть представлено в виде

$$W_1 = 0{,}013 \ (P + Q)_{ср} \ a \ квт/км. \qquad (173)$$

Число преобразовательных агрегатов, устанавливаемое на тяговой подстанции, определяется по формуле

$$N = \frac{W_1 l_п}{P_1}, \qquad (174)$$

где P_1 — длительная мощность преобразовательного агрегата.

При определении суммарного количества агрегатов для электрифицируемого участка учитывается, что на подстанциях через одну должны устанавливаться резервные агрегаты.

На однопутных линиях число преобразовательных агрегатов выбирается по табл. 35.

Таблица 35

Число агрегатов, устанавливаемых на каждой подстанции однопутной линии

A_1 в тыс. *квт·ч/км/год*	Число выпрямительных агрегатов типа РМНВ-500×6, устанавливаемых на каждой тяговой подстанции (включая один резервный) с трансформаторами типа	
	ТМР-3200	ТМР-5600 или ТМРУ-6200
До 200	2	—
200—800	3	2
800—1 200	4	3

Таблица 36

Сечения проводов контактной сети

A_1 в тыс. *квт·ч/км/год*	Сечение проводов в медном эквиваленте в *мм*²	Марка проводов
	Однопутные линии	
До 300	220	М-120+ТФ-100
300—500	320	М-120+2ТФ-100
500—700	415—440	М-120+2ТФ-100+(А-150 или А-185)
	Двухпутные линии	
До 500	220	М-120+ТФ-100
500—1 000	320	М-120+2ТФ-100
1 000—1 500	440	М-120+2ТФ-100+А-185
1 500—2 000	560	М-120+2ТФ-100+2А-185

Таблица 37

Потребность в основном оборудовании и материалах для сооружения тяговых подстанций

Наименование оборудования и материалов	Единица измерения	Типы подстанций			
		110 *кв* опорная	110 *кв* промежуточная	35 *кв*	6—10 *кв*
Ртутновыпрямительные агрегаты	комплект	По расчету			
Понизительные трансформаторы 110/35/10 *кв*:					
до трех РМНВ-500×6 с ТМР-3200	шт.	2×7 500	1×7 500	—	—
3—4 РМНВ 500×6 с ТМР-5600	»	2×10 000	2×10 000	—	—
Масляные выключатели:					
МКП-110 или МГ-110	»	7	3	—	—
ВМД-35	»	—	—	5+С	—
ВМГ-133	»	6+С	5+С	—	4+С
Быстродействующие выключатели 3,3 *кв*:					
на однопутных линиях	»	5+С	5+С	5+С	5+С
на двухпутных линиях	»	5+С	8+С	8+С	8+С

Примечания. 1. С — число выпрямительных агрегатов.

2. В постоянном количестве ВМГ-133 учтены два фидера для железнодорожной станции и два для трансформатора собственных нужд.

3. В постоянном количестве быстродействующих выключателей учтены посты секционирования, станционная питающая линия и запасный быстродействующий выключатель.

При средних расстояниях между подстанциями, приведенных в табл. 24, сечения проводов контактной сети на 5-й год эксплуатации можно ориентировочно принимать в соответствии с данными табл. 36.

Приведенные данные по контактной сети для двухпутных участков соответствуют случаю узлового питания.

Потребность в основном оборудовании и материалах для сооружения устройств энергоснабжения можно определять по табл. 36, 37 и 38.

Таблица 38

Потребность в основных материалах и оборудовании для сооружения контактной сети

Наименование материалов и оборудования	Единица измерения	Количество на 1 км эксплуатационной длины	
		Однопутные участки	Двухпутные участки
Контактный провод ТФ-100 и ТФ-85	м	1,5* / 2,6	2,7* / 4,8
Медный голый кабель	»	1,4	2,7
Алюминиевый голый кабель А-185	»	0,5**	1,0**
Изоляторы	»	65	110

* В числителе для контактной подвески с одним контактным проводом; в знаменателе — с двумя контактными проводами.

** Один усиливающий провод; вес натуральный.

В данных табл. 38 учтена электрификация станционных путей.

Экономия топлива при переводе железнодорожных линий на электротягу. Под экономией топлива подразумевают разницу между расходом его на паровозах и на электростанциях при выполнении заданных размеров перевозок при паровой и электрической тяге, т. е. [1]

$$\Delta G = G_{пар} - G_{ст}, \qquad (175)$$

где $G_{пар}$ — расход топлива на паровозах;

$G_{ст}$ — расход топлива на электростанциях.

[1] Следует подчеркнуть, что под расходом топлива при паровой тяге имеется в виду то количество угля или жидкого топлива, которое выдано паровозам на топливных складах дороги, т. е. в расчетах не учитываются затраты топлива на его доставку от мест добычи, а также расходы топлива в устройствах по топливоподаче (угольные краны, угольные эстакады и т. п.) и в устройствах водоснабжения. В расходах топлива при электротяге не учитываются поэтому потери энергии в линиях электропередачи и на собственные нужды электростанции, не превышающие не учтенные в паровой тяге дополнительные расходы топлива.

В практике паровозной тяги принято подсчитывать затраты топлива по норме удельного расхода на 10 000 *ткм* брутто прицепной части (т. е. без включения веса паровоза) в килограммах условного топлива в технических эквивалентах. Технический эквивалент топлива $э_т$ при использовании его на паровозе определяется из выражения

$$э_т = \frac{Q_н^р \eta_к^{бр}}{7\,000}, \qquad (176)$$

где $Q_н^р$ — теплотворная способность рабочего топлива в *ккал*;

7 000 — теплотворная способность условного топлива в *ккал*;

$\eta_к^{бр}$ — средний к. п. д. паровозного котла брутто при сжигании данного топлива, значение которого можно принимать равным 0,6.

Таким образом, величину расхода условного топлива в технических эквивалентах при паровой тяге можно определить по формуле

$$G_{пар} = \frac{M \cdot 10^6}{10^4 k_{эл}} a_{пар} \cdot 10^{-3},$$

или

$$G_{пар} = \frac{M}{10 k_{эл}} a_{пар}. \qquad (177)$$

Здесь M — тонна-километры брутто, подсчитанные при определении потребности в электроэнергии (с учетом веса электровоза) в млн.;

$k_{эл}$ — коэффициент, учитывающий тонна-километры пробега электровозов в общих тонна-километрах брутто, определяемый в зависимости от руководящего подъема линии из табл. 39.

Таблица 39

Определение коэффициента $k_{эл}$

$i_р$ в ‰	4	6	8	10	12	14
$к_{эл}$	1,05	1,07	1,08	1,10	1,12	1,14

Количество топлива, сжигаемое на электростанциях для выработки электроэнергии, передаваемой электрифицированной линии, определяется по норме удельного расхода топлива на выработку 1 *квт·ч*.

В отличие от подсчетов, производимых по определению потребности в топливе для паровозов, на электростанциях расчеты ведутся в калорийных эквивалентах. Калорийный эквивалент топлива $э_к$ определяется из выражения

$$э_к = \frac{Q_н^р}{7\,000}. \qquad (178)$$

При определении $G_{ст}$ необходимо учесть долю участия гидроэлектростанций в общем балансе выработки электроэнергии той энергосистемы, откуда получает питание электрифицируемая линия. Таким образом, величина $G_{ст}$ может быть определена по формуле

$$G_{ст} = Aa_{ст}(1 - \varphi) \cdot 10^3 \ т \tag{179}$$

условного топлива в калорийных эквивалентах.

Прежде чем сравнивать $G_{пар}$ и $G_{ст}$, необходимо привести их к одинаковым эквивалентам, т. е. или в технические эквиваленты, или в калорийные, отличающиеся друг от друга, как нетрудно видеть из формул (176) и (178), в $\frac{1}{\eta_к^{бр}}$ раз.

Удобнее приводить $G_{ст}$ к техническим эквивалентам с тем, чтобы воспользоваться значением $э_т$ для перевода ΔG из условного в натуральное топливо, что может быть выполнено умножением $G_{ст}$ на $\eta_к^{бр}$.

Пример. Для двухпутной линии задано: $L = 160$ *км*; $i_р = 6^0/_{00}$; $Г_т = 50$ млн. *т* на 5-й и 60 млн. *т* на 10-й год эксплуатации и соответственно $Г_о = 20$ и 25 млн. *т*; $N_{пас} = 10$ и 13; $(P + Q)_{пас} = 1\,100$ *т*; электровоз ВЛ23; $Q_{гр} = 4\,000$ *т* в одном (грузовом) и 2 500 *т* в другом направлении; $a_{пар} = 140$ *кг* на 10 000 *ткм* брутто; $э_т = 0{,}48$; $a_{ст} = 0{,}45$ *кг/квт·ч*; $\varphi = 0{,}3$.

Определить: A; W; количество и мощность подстанций; сечение контактной сети; потребность в основных материалах и оборудовании для сооружения тяговых подстанций и контактной сети; экономию топлива для размеров перевозок 5-го года эксплуатации.

Решение:

$$M = [50(1 + 2 \cdot 0{,}49) + 20 + 10 \cdot 0{,}8]\,160 = 20\,300 \text{ млн. } ткм \text{ брутто}$$

на 5-й год эксплуатации и

$$M = [60(1 + 2 \cdot 0{,}49) + 25 + 13 \cdot 0{,}8]\,160 = 24\,600 \text{ млн. } ткм \text{ брутто}$$

при $v_т = 1{,}5 \cdot 43 = 64$ *км/ч*; $w_{ср} = 3{,}3$ *кг/т*, а $i_р = 6^0/_{00}$ соответствует $i_э \approx 0{,}5^0/_{00}$, отсюда

$$a = 4(0{,}5 + 3{,}3) = 13{,}2 \ вт \cdot ч/ткм;$$

$$A = 20 \cdot 300 \cdot 13{,}2 \cdot 10^{-3} = 270 \text{ млн. } квт \cdot ч$$

на 5-й год эксплуатации и

$$A = 24 \cdot 600 \cdot 13{,}2 \cdot 10^{-3} = 325 \text{ млн. } квт \cdot ч$$

на 10-й год эксплуатации.

Потребные мощности от электростанций при 6 000-часовом использовании максимума составят

$$W_{макс} = \frac{270 \cdot 10^6}{6\,000} \approx 45 \ мгвт \text{ и } \frac{325 \cdot 10^6}{6\,000} \approx 55 \ мгвт.$$

При величине A_1 на 10-й год эксплуатации, равной $325 \cdot 10^6 : 160 = 2\,030$ тыс. *квт·ч/км* в год, расстояние между подстанциями следует при-

нять равным 20 *км*, т. е. на электрифицируемой линии необходимо построить 9 подстанций.

Величина W_1 при интервале следования грузовых поездов 10 *мин* составит

$$W_1 = 0{,}013\left(\frac{4\,000 + 2\,500}{2} + 138\right) \cdot 13{,}2 = 600 \text{ } квт/км.$$

Число преобразовательных агрегатов на каждой подстанции исходя из применения выпрямителей типа РМНВ-750 × 6 составит

$$N = \frac{600 \cdot 20}{3\,700} = 3{,}25,$$

а с учетом одного резервного агрегата через одну подстанцию следует устанавливать на подстанциях по 3 и 4 агрегата, т. е. всего 25 агрегатов.

Сечение проводов контактной подвески следует принять равным 560 *мм*² на каждый путь, т. е. подвески состоящей из медного несущего троса, двух контактных проводов и двух усиливающих проводов.

Потребность в основном оборудовании и материалах для сооружения тяговых подстанций в предположении, что все подстанции будут подключены к энергосистеме при напряжении 110 *кв*, причем две из них будут опорными, а остальные промежуточными, составит (табл. 40):

Таблица 40

Потребность в оборудовании тяговой подстанции (к примеру)

Наименование оборудования и материалов	Единица измерения	Количество	Расчет
Ртутновыпрямительные агрегаты . . .	комплект	25	—
Понизительные трансформаторы ТМ-110 (35)10—10 000 *ква*	шт.	18	9×2
Масляные выключатели:			
МКП-110	»	37	3×7+3×6
ВМГ-133	»	76	3×7+6×5+25
Быстродействующие выключатели 3,3 *ка*	»	97	9×8+25

Потребность в основных материалах и оборудовании контактной сети составит (табл. 41):

Таблица 41

Потребность в оборудовании контактной сети (к примеру)

Наименование материалов и оборудования	Единица измерения	Количество	Расчет
Контактный провод	*т*	770	4,8×160
Медный голый кабель	»	430	2,7×160
Алюминиевый кабель А-185	»	320	2×160
Изоляторы	»	17 600	110×160

Экономия топлива на размеры движения 5-го года эксплуатации составит

$$G_{пар} = \frac{20\,300}{10 \cdot 1{,}07} \cdot 140 = 265\,000 \text{ } m \text{ условного топлива в технических эквивалентах;}$$

$G_{ст} = 270 \cdot 0{,}45\,(1 - 0{,}3) \cdot 10^3 = 85\,000$ m условного топлива в калорийных эквивалентах,
или

$85\,000 \cdot 0{,}6 = 51\,000$ m условного топлива в технических эквивалентах;

$$\Delta G = 265\,000 - 51\,000 = 214\,000 \text{ } m \text{ условного топлива,}$$

или

$$214\,000 : 0{,}48 = 445\,000 \text{ } m \text{ угля в год.}$$

Глава X

ПРОХОЖДЕНИЕ ТЯГОВЫХ ТОКОВ ПО РЕЛЬСОВОМУ ПУТИ И ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ ЭЛЕКТРОКОРРОЗИИ

1. ПРОХОЖДЕНИЕ ТОКОВ ПО РЕЛЬСАМ И БЛУЖДАЮЩИЕ ТОКИ

На железных дорогах рельсы не изолированы от земли, а укладываются на шпалы, лежащие на балластном слое. Вследствие этого грунт оказывает шунтирующее действие на рельсы, т. е. некоторая часть тягового тока, ответвляясь через шпалы и балласт, протекает не по рельсам, а через землю.

На рис. 181 показано распределение токов и изменение потенциала в рельсовой сети для наиболее простого случая — одностороннее питание при одной тяговой нагрузке.

Как видно из рис. 181, *б*, на участке *АБ* (между точкой присоединения отсасывающей линии тяговой подстанции и местом расположения тяговой нагрузки) величина тока, протекающего по рельсам, не остается постоянной. Наибольшего значения ток в рельсах достигает по краям этого участка и наименьшего — в средней его части. Наоборот, токи, протекающие в земле, достигают наибольшего значения в средней части участка *АБ*. Некоторая часть тягового тока от точки приложения нагрузки *Б* протекает по рельсам не к точке *А*, а в обратную сторону и затем, перетекая в землю, возвращается к пункту отсасывания *А*. Аналогичная картина токораспределения будет и около точки *А*, в месте присоединения отсасывающей линии. К точке *А* по рельсам подтекает не весь ток нагрузки со стороны места ее расположения. Некоторая часть тока нагрузки подтекает из земли к рельсам на участке, расположенном с левой стороны от точки *А*, и затем протекает по рельсам к точке подсоединения отсасывающей линии.

Следовательно, ток, протекающий по рельсам, меняет свое направление в точках *А* и *Б*. На рис. 181,*б* линией *абвгв'б'а'* показана кривая изменения тока в рельсах для рассматриваемого случая. Чем меньше переходное сопротивление от рельсов к грунту, проводимость рельсов и их стыков и сопротивление земли, тем бо́льшая часть тягового тока протекает в земле. Если бы рельсы были хорошо изолированы от земли, то она не оказывала бы шунтирующего действия, и весь ток нагрузки протекал бы на участке *АБ* по рельсам, как это показано пунктирной линией *дд'* на рис. 181, *б*.

Пунктирной линией *се'* на рис. 181, *б* показано изменение тока, протекающего через землю.

Изменение потенциала рельсов относительно земли (отдаленной ее точки) характеризуется кривой *абгб'а'* на рис. 181, *в*. В зоне, расположенной направо от точки *г*, этот потенциал

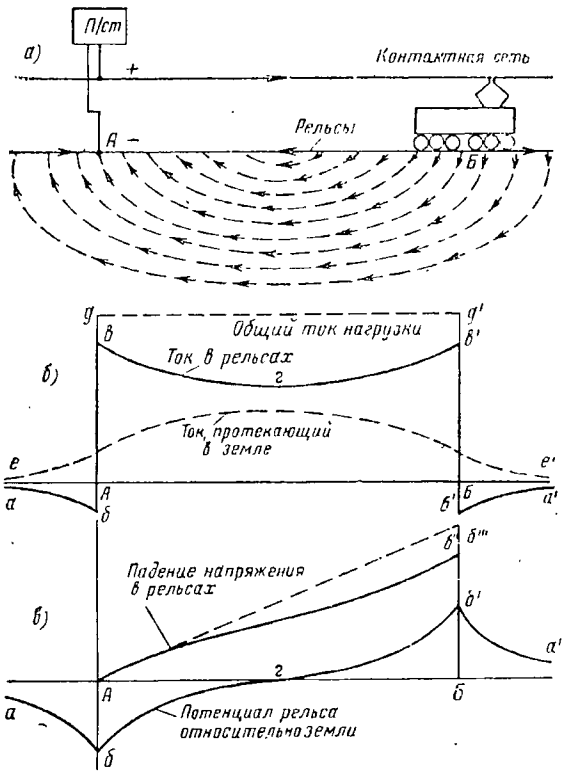


Рис. 181. Кривые распределения токов и изменения потенциала в рельсовой сети при одностороннем питании и одной сосредоточенной тяговой нагрузке

положителен, т. е. в этой зоне ток стекает с рельсов в землю, как это видно и на рис. 181, *а*. Наибольшего значения потенциал рельсов относительно земли, а следовательно, и максимальная утечка тягового тока из рельсов достигают в точке расположения тяговой нагрузки *Б*. В зоне, расположенной влево от точки *г*, потенциал рельсов по отношению к земле имеет отрицательное значение и достигает наибольшей величины в точке подсоединения отсасывающей линии *А*. В этой зоне тяговые токи из земли подтекают к рельсам. В точке подсоединения отсасывающей линии имеется наибольшая плотность токов, подтекающих к рельсам.

На рис. 181, *в* наклонной пунктирной прямой *Аб‴* показано изменение падения напряжения в рельсах относительно точки *А* для случая, когда грунт не оказывает шунтирующего действия. Если учесть шунтирующее действие грунта, то получим меньшее значение падения напряжения в рельсах вследствие того, что часть тягового тока ответвляется в землю и величина тока, протекающего по рельсам, уменьшается. Кривая изменения падения напряжения для этого случая показана сплошной наклонной линией *Аб″* на рис. 181, *в*. При расчетах тяговых сетей иногда учитывают шунтирующее действие грунта. В этом случае падение напряжения и потери мощности в рельсовой цепи получаются несколько меньшими.

Рассмотренный пример распределения тяговых токов в рельсах и земле наиболее простой. Распределение тяговых токов в земле и потенциалов различных сооружений относительно грунта зависит от наличия и расположения на участке металлических подземных сооружений (кабели, трубопроводы и т. д.), взаимного расположения рельсовых путей и подземных сооружений; неодинаковой проводимости грунта и многих других факторов. Поэтому определение необходимых данных, характеризующих распределение тяговых токов и потенциалов в рельсах, земле и подземных сооружениях, практически производится не расчетом, а выполнением соответствующих измерений.

Тяговые токи, перетекая с рельсов в землю, могут распространяться по ней на значительные расстояния. Известны случаи, когда тяговые токи обнаруживались в земле на расстоянии до 50 *км* и более от тяговых рельсов. На практике приходится часто сталкиваться с весьма сложным распределением токов и потенциалов в рельсах, земле и металлических сооружениях. Это послужило причиной того, что тяговые токи, протекающие в земле и в различных подземных сооружениях, расположенных в районе электрической дороги, получили название блуждающих токов.

В зонах, где касающиеся земли металлические сооружения имеют по отношению к ней положительный потенциал, тяговые токи стекают с металлических сооружений в землю. В этих зонах, которые называют анодными, происходит электролитическое разъедание металла сооружения, т. е. его разрушение. В зонах, где потенциал металлического сооружения отрицателен по отношению к земле (катодные зоны), т. е. тяговые токи перетекают из земли в металлическое сооружение, электрокоррозия металла не происходит и опасность коррозионных повреждений сооружения отсутствует.

2. ИНТЕНСИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОКОРРОЗИИ МЕТАЛЛОВ

Металл подземного сооружения в анодной зоне корродирует, уменьшаясь в весе. Потеря металла в процессе электрокоррозии в однородной среде при постоянном токе может быть примерно определена из формулы

$$P = Kit, \qquad (180)$$

где P — вес металла сооружения, потерянного в результате электрокоррозии, в *кг*;

K — электрохимический эквивалент в *кг/кулон* (ампер в секунду);

i — величина стекающего тока в *а*;

t — время протекания тока в *сек*.

Для железа $K = 2{,}89 \cdot 10^{-7}$ *кг/кулон*, а для свинца $K = 10{,}63 \cdot 10^{-7}$ *кг/кулон*.

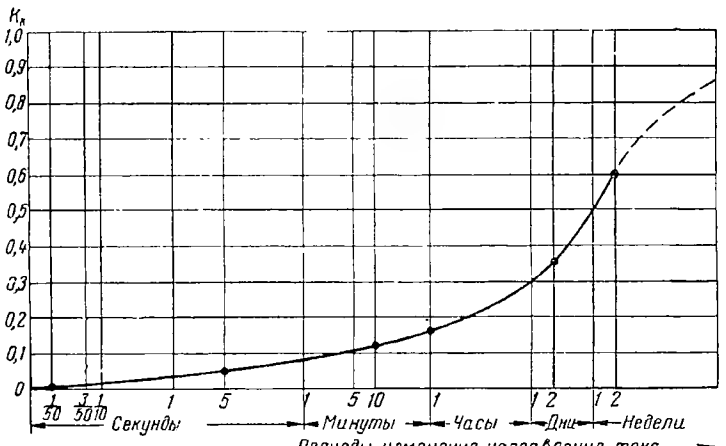


Рис. 182. Зависимость коэффициента потери веса металла от продолжительности периодов изменения направления тока

Таким образом, при протекании постоянного тока в 1 *а* в течение одного года потеря металла вследствие электрокоррозии составит:
для железа

$$P = 2{,}89 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 = 9{,}1 \text{ кг};$$

для свинца

$$P = 10{,}63 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 = 33{,}8 \text{ кг}.$$

При переменном токе или при периодическом изменении направления постоянного тока интенсивность электрокоррозии снижается. На рис. 182 показана зависимость коэффициента потери веса $K_к$ от продолжительности периода изменения направления тока. Коэффициент $K_к$ равен отношению потери веса металла при данной длительности периодов изменения направления тока к потере веса при постоянном направлении тока той же величины.

В случае протекания переменного тока 50 *гц* интенсивность коррозии в 100 раз меньше, чем при постоянном токе той же величины. В связи с этим при электрической тяге на переменном токе промышленной частоты практически не требуется проведения спе-

циальных мероприятий по защите подземных металлических сооружений от электрокоррозии. При электрической тяге на постоянном токе вопросы защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами имеют большое практическое значение.

Плотность токов утечки с поверхности подземного сооружения неодинакова. Поэтому на практике часто встречаются случаи, когда происходят повреждения подземных сооружений из-за интенсивной электрокоррозии на отдельных небольших участках (перфорация стенок труб и оболочек кабелей).

Наличие анодных зон на поверхности подземного сооружения не является еще опасным во всех случаях. При достаточно малых токах утечки с поверхности подземного сооружения интенсивность его электрокоррозии будет настолько мала, что в течение всего срока службы подземного сооружения не будут происходить случаи его коррозионного повреждения. Поэтому действующие Правила защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами устанавливают, что для бронированных кабелей опасными в отношении электрокоррозии являются те анодные зоны, в которых среднесуточное значение плотности тока утечки достигает 0,15 *ма/дм*^{2}. Для трубопроводов эта плотность тока утечки не должна превышать 0,75 *ма/дм*^{2}. Для голых освинцованных кабелей считаются опасными все анодные зоны независимо от величины плотности тока утечки.

3. КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ И ОСНОВНЫЕ МЕРЫ ИХ ЗАЩИТЫ

Одновременно с электрификацией железнодорожной линии следует принимать необходимые меры по защите подземных сооружений от коррозии блуждающими токами. При устройстве новых подземных сооружений на электрифицированных железных дорогах также необходимо одновременно осуществлять защиту этих сооружений от электрокоррозии. Несвоевременное осуществление защитных мероприятий часто приводит в весьма короткие сроки к коррозионным повреждениям подземных сооружений и даже к выходу их из строя.

Известны случаи, когда на электрифицированных участках кабели связи повреждались и выходили из строя через 1 год и даже через 2 месяца после их укладки, сигнальные кабели — через 2 года, стальные трубопроводы — через 3 года, штанги оттяжек опор контактной сети — через 2 года и т. д.

Зарегистрированы случаи коррозионных повреждений рельсов и рельсовых скреплений после относительно короткого срока их эксплуатации. На рис. 183 показано коррозионное повреждение токами утечки подошвы рельса в месте ее касания головок костылей. Из-за этого повреждения рельс был изъят из эксплуатации через 2 года после его укладки. На рис. 184 показаны костыли и шурупы, поврежденные коррозией, которая была вызвана токами утечки с рельсов.

Основные вопросы теории и практики защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами разработаны нашими советскими учеными и инженерами (П. А. Азбукиным, И. М. Ершовым, Б. Г. Лорткипанидзе и др.).

Мероприятия по защите подземных сооружений от коррозии блуждающими токами в первую очередь направлены к снижению утечки тяговых токов с рельсов в землю.

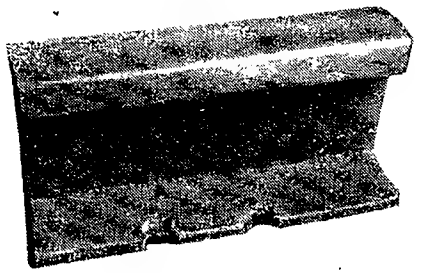


Рис. 183. Коррозионное повреждение подошвы рельса под головками костылей

Для этого принимают меры по увеличению переходного сопротивления между рельсами и землей. К таким мерам относятся укладка рельсов на щебеночное основание, применение шпал, пропитанных антисептиком, имеющим достаточно высокие электроизолирующие свойства (например креозотом), и устранение касания подошвы рельсов основания пути (оставляется просвет между основанием пути и подошвой рельсов по высоте не менее 3 *см*).

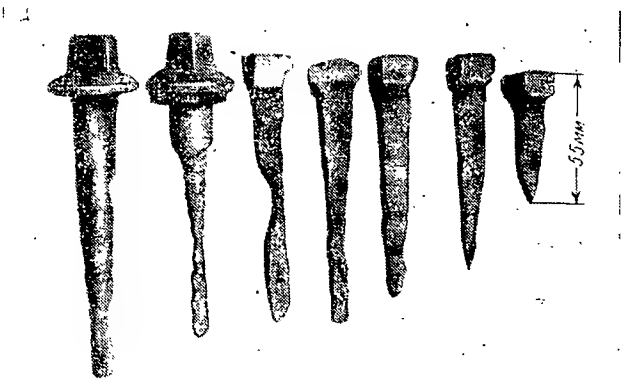


Рис. 184. Коррозионные повреждения костылей токами утечки с рельсов

В местах примыкания неэлектрифицированных линий и железнодорожных ветвей, рельсы которых не используются для транзита тяговых токов, устанавливают изолирующие стыки.

Особое внимание должно быть обращено на то, чтобы рельсы не имели случайного электрического контакта с различными металлическими подземными сооружениями, так как в противном случае может значительно возрасти утечка тяговых токов с рельсов и увеличиться опасность коррозионных повреждений.

На электрифицированных участках опоры и другие конструкции, поддерживающие контактную сеть, для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и надежной работы защиты от токов короткого замыкания заземляются на рельсы. Таким образом, рельсы оказываются электрически соединенными с металлическими конструкциями, фундаменты которых часто имеют сравнительно небольшое сопротивление заземления. Это вызывает увеличение утечки тяговых токов с рельсов в землю. Избежать этого в данном случае можно применением специальных искровых промежутков в проводах, заземляющих металлические конструкции.

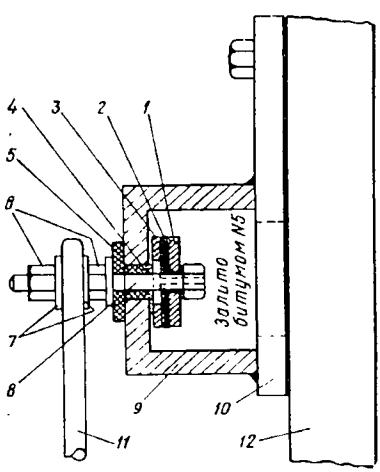


Рис. 185. Искровой промежуток однократного действия, включаемый в заземления опор контактной сети и других металлических сооружений на рельсы:

1 — верхний электрод-шайба; *2* — шайба из слюды; *3* — нижний электрод-шайба; *4* — изолирующая втулка; *5* — изолирующая шайба; *6* — гайка; *7* — шайба; *8* — болт; *9* — корпус; *10* — основание; *11* — заземляющий проводник; *12* — присоединяемое к рельсам сооружение

Подобный искровой промежуток показан на рис. 185. Электродами искрового промежутка служат электроды-шайбы *1* и *3*. Величина пробивного напряжения искрового промежутка определяется толщиной слюдяной шайбы *2*, которая имеет отверстия, создающие искровые промежутки между электродами. Для устранения изменения установленного пробивного напряжения искрового промежутка из-за атмосферных воздействий его корпус заливают битумом.

Нормально искровой промежуток изолирует опору от рельсов. В случае перекрытия или пробоя изолятора на контактной сети, а также касания токонесущих частей опоры напряжение на электродах искрового промежутка возрастает и происходит его пробой. В результате сопротивление в цепи короткого замыкания снижается и обеспечивается надежное отключение поврежденного участка быстродействующей защитой от токов короткого замыкания. Электроды искрового промежутка описанной конструкции при этом свариваются; такие электроды или целиком искровые промежутки заменяются новыми при очередной ревизии контактной сети. Могут быть также использованы искровые промежутки многократного действия. Применение искровых промежутков на участках с автоблокировкой позволяет также при малых сопротивлениях заземления фундаментов опор обеспечить автоматический контроль разрыва рельсовых нитей.

На мостах рельсы изолируют от металлических пролетных строе-

ний и арматуры железобетона. В этом случае безопасность обслуживающего персонала и надежную работу защиты от токов короткого замыкания обеспечивают соединением металлических частей моста с рельсами через искровые промежутки.

Одновременно с увеличением переходного сопротивления между рельсами и землей принимают меры к уменьшению сопротивления рельсовой сети. Наиболее эффективным мероприятием в этом направлении является сварка отдельных рельсов в плети длиной от 25 до 100 *м*, а иногда и более. Несваренные стыки оборудуют приварными стыковыми электрическими соединителями, изготовляемыми из медного гибкого провода сечением не менее 70 *мм*^{2}, концы которого обжаты стальными манжетами. Подобный соединитель показан на рис. 186.

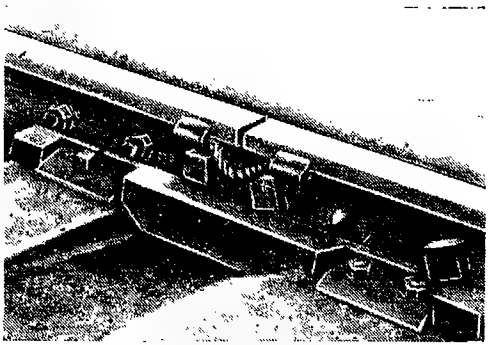


Рис. 186. Приварной стыковой электрический соединитель

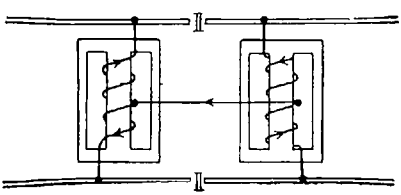


Рис. 187. Схема включения путевых дросселей

Приварка стыковых электрических соединителей производится электродуговым или термитным способом. Применение термитного способа приварки наиболее удобно при восстановлении отдельных поврежденных стыковых соединителей вследствие портативности необходимых для этого приспособлений.

Снижению электрического сопротивления несваренных стыков также способствует тщательное содержание их в эксплуатации.

Согласно действующим правилам электрическое сопротивление каждого стыка не должно превышать сопротивление 3 *м* сплошного рельса.

Для выравнивания токов, протекающих в отдельных нитях рельсового пути, устанавливают междурельсовые и междупутные электрические соединители.

На участках, оборудованных автоблокировкой, междурельсовыми электрическими соединителями служат обмотки путевых дросселей, которые устанавливают на границе рельсовых цепей. Схема включения путевых дросселей показана на рис. 187. Тяговый ток перетекает из одной рельсовой цепи в другую через средние точки обмотки путевых дросселей, распределяясь равномерно между

обеими рельсовыми нитями пути. Обмотки путевых дросселей, имея значительное сечение, не оказывают тяговому постоянному току большого сопротивления. Для сигнального переменного тока обмотка путевого дросселя представляет значительное сопротивление.

Междупутные соединения устраивают электрическим соединением средних точек путевых дросселей смежных путей. Расположение этих соединений выбирают таким образом, чтобы их наличие не могло отразиться на правильности контроля автоблокировкой состояния рельсовых нитей; практически соединение выполняют на каждом третьем путевом дросселе.

На станциях с однониточными рельсовыми цепями производят соединение тяговых рельсовых нитей различных путей через каждые 400 *м* проводниками, которые имеют сечение не менее 40 *мм*^{2} по меди. В остальных случаях междурельсовые электрические соединители устанавливают через каждые 300 *м*, а междупутные — через каждые 600 *м*.

Эффективным мероприятием, снижающим величину блуждающих токов и опасность коррозионных повреждений подземных металлических сооружений, является уменьшение расстояния между тяговыми подстанциями. Поэтому применение питания контактной сети от автоматических подстанций, расположенных на близком расстоянии друг от друга, весьма желательно с точки зрения ограничения блуждающих токов и защиты от них металлических подземных сооружений.

Защита подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами в большинстве случаев может быть осуществлена применением других эффективных мероприятий. Наряду с этим, уменьшение расстояния между тяговыми подстанциями часто связано со значительными дополнительными капитальными затратами и эксплуатационными расходами. Поэтому вопрос целесообразности снижения расстояния между подстанциями решается для каждого отдельного случая при проектировании на основании технико-экономических расчетов, учитывающих все перечисленные факторы.

Для электрифицированных участков в отношении рельсовой сети действующие Правила защиты предъявляют требование, чтобы среднее падение напряжения между двумя любыми точками пути не превышало 3 *в* на 1 *км*.

Описанные мероприятия позволяют уменьшить величину блуждающих токов в земле. Наряду с этим, весьма важно снизить величину блуждающих токов, которые попадают из земли в подземное сооружение. Для этого при укладке трубопроводов и кабелей на участках с электрической тягой стремятся расположить их по возможности дальше от тяговых рельсов. Действующие правила защиты предусматривают, чтобы это расстояние было не менее 2 *м*, и только в исключительных случаях допускается его снижение до 1 *м* при условии повышения переходного сопротивления между подземным сооружением и землей путем применения изолирующих

покрытий и канализаций. По возможности избегают пересечений трубопроводов и кабелей с электрифицированными путями. В тех случаях, когда такие пересечения выполнить необходимо, трубопроводы и кабели укладывают на глубине не менее 1 *м* от подошвы рельса. Кроме того, в местах пересечений кабели и трубопроводы должны иметь или изолирующие покрытия, или укладываться в изолирующей канализации, или же оборудоваться изолирующими стыками (муфтами), которые устанавливают на расстоянии не менее 2 *м* от ближайшего рельса по обе стороны от пересекаемого пути.

Изолирующие покрытия применяют главным образом на трубопроводах и обычно выполняют путем обмазки их битумом в комбинации с обмоткой одним или двумя слоями мешковины, гидроизола и пр.

В качестве изолирующих канализаций наиболее часто применяются деревянные желоба, заливаемые битумом, или асбоцементные трубы, обмазанные битумом. Весьма эффективным типом изолирующей канализации являются деревянные желоба с укладкой в них кабелей на изоляторах в случаях, когда уровень грунтовых вод низкий.

Опасность коррозионных повреждений подземных сооружений блуждающими токами снижается при применении рекуперативного торможения, так как в этом случае снижается величина блуждающих токов и при определенных условиях потенциал подземных сооружений по отношению к земле становится знакопеременным.

4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Применение перечисленных выше мероприятий позволяет ограничить величину блуждающих токов и снизить опасность их коррозионного воздействия на металлические подземные сооружения. Несмотря на это, в ряде случаев опасность коррозионных повреждений еще остается. Поэтому на электрифицированных железных дорогах применяют другие, дополнительные методы защиты подземных сооружений от электрокоррозии.

Дополнительными эти меры защиты называют потому, что обычно их осуществляют непосредственно после электрификации железной дороги. Главными из этих методов являются электрические методы защиты, способ применения которых зависит от полярности контактного провода.

На рис. 188 схематически показано протекание тягового тока для случая двустороннего питания при различной полярности контактного провода.

В связи с этим необходимо отметить, что на наших дорогах, как правило, на магистральных участках (с электровозной тягой) в контактную сеть подавался плюс, а в рельсы — минус; на пригородных участках (с моторвагонной тягой) в контактную сеть подавался минус, а в рельсы — плюс.

Подобная практика установления полярности в контактной сети сложилась исторически. При электрификации первого участка с электровозной тягой (Сурамский перевал Закавказской дороги) была применена положительная полярность в контактной сети для осуществления более простым путем защиты от коррозии блуждающими токами трубопроводов, пролегающих вдоль всего участка (применение отсасывания тока из трубопроводов на отрицательные

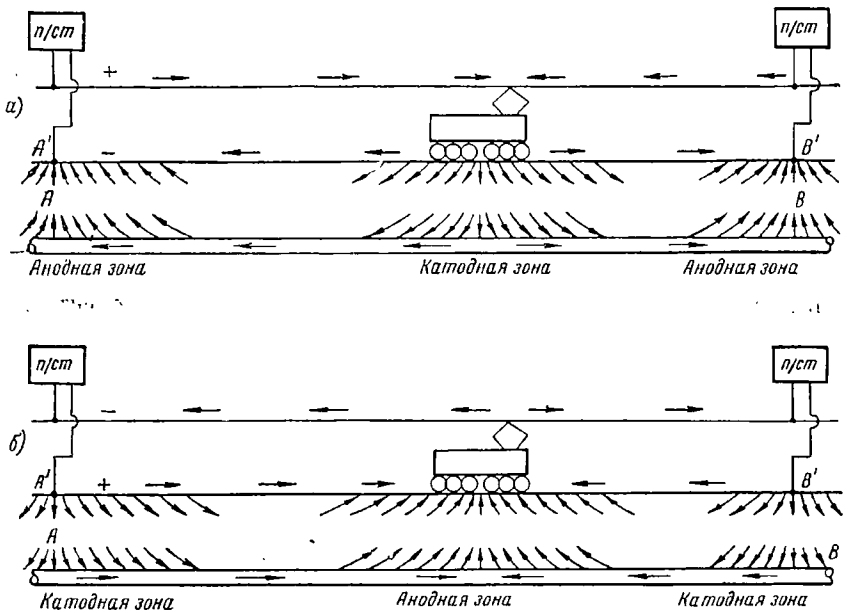


Рис. 188. Расположение анодных и катодных зон на подземном сооружении при положительной и отрицательной полярности контактной сети

шины тяговых подстанций в местах расположения последних с автоматическим отключением дренажной цепи при сквозной рекуперации электрической энергии на подстанции). При электрификации первых участков с моторвагонной тягой была применена отрицательная полярность в контактной сети. Это позволило без применения специальных мер защиты снизить опасность коррозионных повреждений имеющихся на этих участках отдельных металлических сооружений вследствие изменения их полярности по отношению к земле при движении поездов, как это будет показано ниже. При электрификации железных дорог в настоящее время принята единая полярность: плюс — контактная сеть, минус — рельсы.

В результате разработки современных электрических методов защиты и соответствующей защитной аппаратуры (поляризованные дренажные установки и т. д.) имеется возможность в настоящее время осуществлять надежную защиту подземных сооружений от

коррозии блуждающими токами как при положительной, так и при отрицательной полярности в контактной сети. Поэтому вопросы защиты подземных сооружений от электрокоррозии сейчас практически не определяют выбора полярности в контактной сети. В последний период при электрификации основных линий применяется положительная полярность контактной сети.

Как видно из рис. 188, *а*, при положительной полярности контактной сети утечка тока с поверхности металлического сооружения (кабеля или трубопровода) имеется в зонах и прилегающих к точкам подсоединения отсасывающих линий тяговых подстанций. Таким образом, в этом случае место расположения анодных зон на подземном металлическом сооружении, т. е. зон, опасных в отношении его коррозионных повреждений, фиксировано.

При отрицательной полярности контактной сети положение будет совершенно иное, как это видно на рис. 188, *б*. В этом случае анодные зоны на идущем вдоль электрифицированной дороги кабеле или трубопроводе расположены около места нахождения электроподвижного состава. Поэтому при отрицательной полярности контактной сети место расположения анодных зон на подземном сооружении не фиксировано, а перемещается вдоль линии вместе с нагрузкой.

Таким образом, при отрицательной полярности контактной сети проложенный вдоль электрической железной дороги кабель или трубопровод имеет знакопеременный потенциал, т. е. отдельные участки подземного сооружения принимают то положительный, то отрицательный потенциал по отношению к земле.

Притом общая величина блуждающих токов (токи утечки с подземного сооружения) распределяется по всей его длине и одновременно сокращается продолжительность вредного их воздействия на подземное сооружение. Поэтому при отрицательной полярности контактной сети интенсивность электрокоррозии подземных сооружений уменьшается и соответственно увеличивается продолжительность их службы до первого коррозионного повреждения.

Несмотря на это, применение отрицательной полярности контактной сети не может еще обеспечить полноценной защиты подземных сооружений от электрокоррозии.

При рекуперативном торможении электровоз или электросекция сами генерируют электрическую энергию. В этом случае тяговые токи, протекающие по рельсам, в земле изменяют свое направление по сравнению с тем, которое показано на рис. 188, *а* и *б*. Это обстоятельство должно учитываться при осуществлении защитных мероприятий на участках, где применяется рекуперативное торможение.

На наших электрифицированных дорогах за последнее время все более широкое применение получают электрические методы защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами.

Электрические методы используются главным образом для защиты кабелей и трубопроводов, хотя этим не ограничивается область их применения.

При применении электрических методов защиты основной задачей является приведение защищаемого сооружения в катодное состояние, т. е. ликвидация анодных зон на защищаемом сооружении, опасных в отношении электрокоррозии.

Наиболее распространенным из этих методов защиты является электрический дренаж, обеспечивающий отвод блуждающих токов из защищаемого сооружения в рельсовую сеть, отсасывающую линию тяговой подстанции, или же непосредственно в шину последней, соединенную с рельсовой сетью.

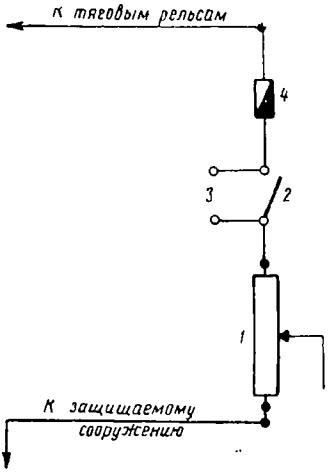


Рис. 189. Схема установки простого электрического дренажа

На рис. 189 показана схема установки простого электрического дренажа. Последний применяется в тех случаях, когда потенциал защищаемого сооружения при всех условиях выше потенциала точки тяговой сети, в которую отводятся блуждающие токи с защищаемого подземного сооружения.

Например, простой электрический дренаж может быть применен для случая, который показан на рис. 188,*а*, где анодная зона на подземном сооружении постоянно расположена около точек подсоединения отсасывающих линий тяговых подстанций, т. е. потенциал подземного сооружения в точках *A* и *B* всегда выше потенциалов рельсового пути в точках *A'* и B'. Если в указанных точках установить простой электрический дренаж, то блуждающие токи с подземного сооружения не будут стекать в землю, а начнут перетекать в отсасывающую линию через дренажную установку, как это показано на рис. 190, *а*. Таким образом, применение простого электрического дренажа в данном случае позволяет привести подземное сооружение в катодное состояние и этим ликвидировать опасность его коррозионных повреждений.

Как видно из схемы рис. 189, в цепь простого электрического дренажа включено регулируемое сопротивление *1*, назначение которого изменять ток, протекающий в дренажной цепи. Величину этого сопротивления подбирают таким образом, чтобы ток в дренажной цепи имел минимальное значение, которое необходимо для устранения положительного потенциала на защищаемом сооружении при всех возможных режимах работы тяговой сети в нормальных условиях. Дальнейшее увеличение тока в дренажной цепи не является необходимым с точки зрения защиты подземного сооружения от электрокоррозии и может быть опасным для защищаемого сооружения, особенно если последним является кабель. Однополюсный рубильник *2* и зажимы *3* служат для включения без раз-

рыва дренажной цепи амперметра для измерения величины дренируемого тока. Подобные измерения производятся при установлении необходимой величины сопротивления *1* и периодически в порядке контроля в процессе эксплуатации. Предохранитель *4* служит для ограничения тока в дренажной цепи.

Область применения установок простого электрического дренажа весьма ограничена. Если защищаемое сооружение по отно-

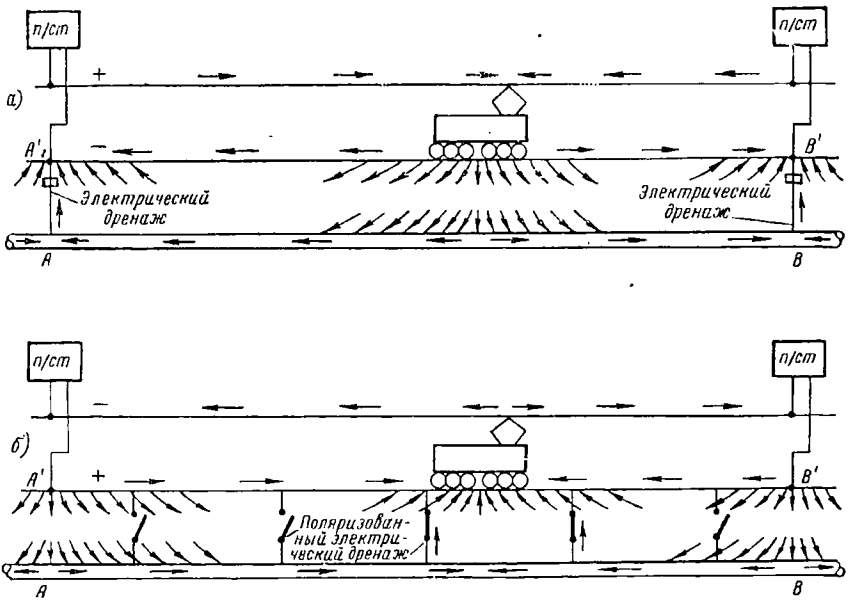


Рис. 190. Расположение установок электрического дренажа при положительной и отрицательной полярности контактного провода

шению к соответствующей точке рельсовой сети может иметь отрицательный потенциал даже в течение сравнительно коротких промежутков времени, то простой электрический дренаж уже нельзя использовать, так как он в эти промежутки времени засасывал бы в подземное сооружение тяговые токи, которые, стекая с его поверхности в других местах, вызывали бы электрокоррозию. Например, в случае, изображенном на рис. 190, *а*, при рекуперативном торможении на участке уже нельзя применить простой электрический дренаж, так как в моменты рекуперации потенциалы сооружения по отношению к рельсам в точках *AA'* и *BB'* могут быть отрицательны.

В случаях когда потенциал защищаемого сооружения по отношению к соответствующим точкам рельсовой сети изменяет свой знак, применяется поляризованный электрический дренаж.

При появлении на подземном сооружении положительного потенциала по отношению к рельсам поляризованный электрический дренаж обеспечивает отвод блуждающих токов. При этом сопротивление дренажной цепи уменьшается автоматически ступенями по мере увеличения протекающего в ней тока. Если полярность подземного сооружения изменится и его потенциал станет отрицательным, сопротивление в дренажной цепи увеличивается также автоматически и этим протекающий в ней ток ограничивается до минимума.

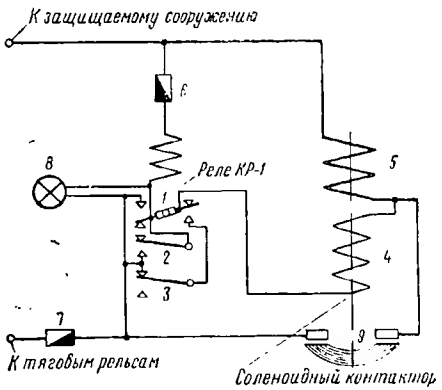


Рис. 191. Схема установки поляризованного электрического дренажа

Для защиты подземных сооружений, главным образом кабелей, на электрифицированных участках применяются установки поляризованной дренажной защиты типа ПДЗ-НИИЖТ-39 и РПД-ЦНИИ-42. Принцип действия обеих установок одинаков: первая из них рассчитана на наибольший ток в дренажной цепи до 50*а*, вторая — до 25*а*.

На рис. 191 показана схема установки поляризованной дренажной защиты ПДЗ-39. Основными элементами этой установки являются комбинированное реле типа КР-1, имеющее два якоря — поляризованный и нейтральный, и контактор соленоидного типа с двумя обмотками — включающей и держащей.

Положение контактов, показанное на рис. 191, соответствует значительному отрицательному потенциалу защищаемого сооружения по отношению к рельсу. В этом случае ток в дренажной цепи протекает через предохранители *6* и *7*, обмотку реле *КР-1* и балластную лампу *8*. При больших катодных потенциалах защищаемого сооружения нить лампы разогревается, что приводит к увеличению ее сопротивления в несколько раз и соответственно к ограничению тока, перетекающего с рельсов в защищаемое сооружение.

Постепенное уменьшение величины отрицательного потенциала приводит в конечном итоге к отпаданию нейтрального якоря реле. В результате замыкаются контакты *2*, шунтирующие балластную лампу. При изменении полярности подземного сооружения, т. е. при появлении на нем положительного потенциала, происходит переброс поляризованного якоря *1* реле. Увеличение тока в дренажной цепи приводит далее к подъему нейтрального якоря реле *КР-1*, в результате чего контакты *3* замыкаются и происходит подключение параллельно обмотке реле катушек соленоидного контактора — включающей *4* и держащей *5*, соединенных последова-

тельно, благодаря чему сопротивление дренажной цепи уменьшается. При дальнейшем увеличении дренируемого тока якорь соленоидного контактора притягивается и замыкает его контакты *9*. Якорь соленоидного контактора удерживается в притянутом состоянии держащей катушкой *5*. В этом случае сопротивление в дренажной цепи будет минимальным.

При уменьшении дренируемого тока, изменении потенциала подземного сооружения с положительного на отрицательный и дальнейшем увеличении отрицательного потенциала работа схемы установки поляризованного дренажа протекает в обратном порядке.

Аппаратура, входящая в схему установки поляризованной дренажной защиты ПДЗ-39, так же как описанных ниже других защитных установок, монтируется в плотно закрытых металлических ящиках, которые устанавливают вблизи железнодорожного пути.

В качестве примера применения установок поляризованной дренажной защиты может быть взята схема, показанная на рис. 190, *б*. В этом случае защита подземного сооружения может быть осуществлена размещением на участке питания нескольких установок поляризованной дренажной защиты. Каждая из этих установок автоматически производит отвод блуждающих токов из подземного сооружения только в периоды потребления тока электроподвижным составом в районе пункта размещения данной установки. Расстояние между установками поляризованной дренажной защиты выбирают таким образом, чтобы полностью исключалась возможность появления анодных зон на защищаемом сооружении при различных режимах работы электрифицированного участка, которые нормально могут иметься в условиях эксплуатации. Это расстояние обычно называют защитной зоной. Величина этой зоны зависит от того, какие подземные сооружения защищают, от расположения их по отношению к тяговым рельсам и многих других факторов. Поэтому место расположения установок поляризованного дренажа и их защитную зону определяют обычно опытным путем. Как показывает опыт, при защите кабелей зона действия одной дренажной установки составляет от нескольких сотен метров до нескольких километров, а иногда до 25 *км*.

Катодное состояние защищаемого сооружения может быть достигнуто подсоединением к последнему отрицательного полюса специального источника постоянного тока. Положительный его полюс в этом случае присоединяют к специальному заземлителю, который называется анодом. Такой метод электрической защиты называют катодной защитой.

Принципиальная схема установки катодной защиты с трансформатором и купроксным или селеновым выпрямителем показана на рис. 192.

Ток, протекающий в земле от анода к защищаемому сооружению, создает дополнительный отрицательный потенциал его по отношению к земле. Величину тока в цепи установки катодной

защиты выбирают такую, чтобы значение дополнительного отрицательного потенциала на защищаемом сооружении было достаточно для компенсации и преодоления положительных потенциалов, которые имеются до включения установки катодной защиты на подземном сооружении вследствие протекания блуждающих токов.

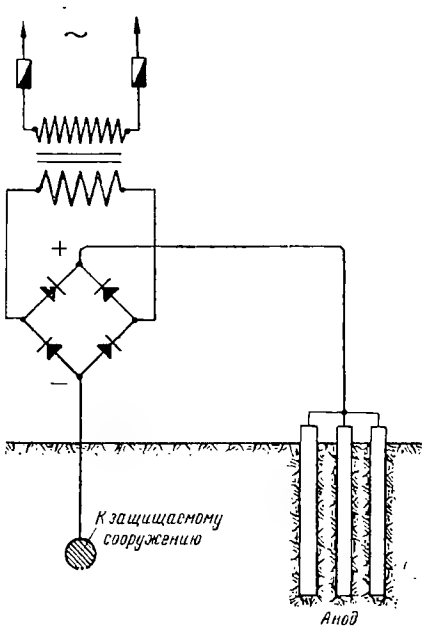


Рис. 192. Схема установки катодной защиты

Ток с анода, к которому присоединен положительный полюс установки катодной защиты, стекает в землю. Если заземлитель, служащий анодом, выполнен из металла, то происходит его электрокоррозия. Поэтому анод обычно выполняют из стального лома и в процессе эксплуатации части анода заменяют по мере их разрушения. Можно также применять графитовые аноды, которые не подвергаются коррозионному разрушению. Однако и этот тип анода не обеспечивает работы в течение неограниченно долгого времени.

Защитная зона, т. е. длина подземного сооружения, защита которого может быть обеспечена одной установкой, зависит от проводимости земли, расположения анода по отношению к защищаемому сооружению, наличия и качества изолирующего покрытия, величины положительных потенциалов, которые необходимо скомпенсировать катодной защитой, и т. д. Расстояние между анодом и защищаемым сооружением принимают обычно не менее 20—30 *м* для кабелей и до 100 *м* для трубопроводов. При дальнейшем увеличении этого расстояния защитная зона повышается практически незначительно.

Катодная защита требует постоянного расхода электрической энергии, что приводит к дополнительным эксплуатационным расходам. Опыт применения катодной защиты для кабелей показывает, что в зависимости от их количества в одной траншее, проводимости земли и величины положительных потенциалов необходим ток величиной от 0,3 до 3 *а* для защиты 1 *км* трассы кабелей.

При применении катодной защиты снижение расхода электрической энергии и увеличение защитной зоны может быть достигнуто нанесением качественных изолирующих покрытий на защищаемое подземное сооружение.

В ряде случаев применяют усиленный электрический дренаж, принципиальная схема которого показана на рис. 193. Последний представляет сочетание электрического дренажа и катодной защиты, где в качестве анода используют тяговые рельсы. Усиленный электрический дренаж может быть применен, например, в случае, когда имеются устойчивые положительные потенциалы защищаемого сооружения при знакопеременных его потенциалах по отношению к тяговым рельсам.

Применение электрических методов защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами одновременно предохраняет эти сооружения от почвенной коррозии. В связи с этим следует отметить, что катодная защита получает все более широкое применение для защиты от почвенной коррозии подземных сооружений, которые проложены вне поля действия блуждающих токов электрических железных дорог и трамваев.

При применении электрических методов защиты защитные мероприятия следует проводить одновременно и комплексно на всех подземных сооружениях, которые пролегают в районе электрифицированного участка. В противном случае защита одного из этих сооружений может привести к усилению коррозионной опасности для других подземных сооружений и к преждевременным их коррозионным повреждениям.

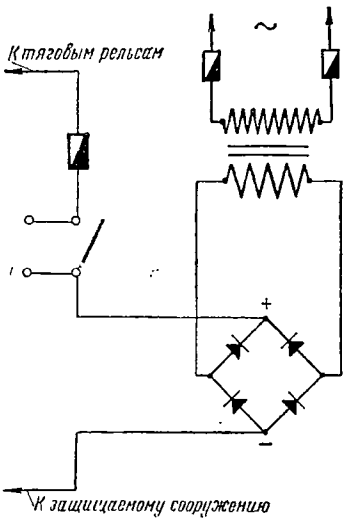


Рис. 193. Схема установки усиленного электрического дренажа

Применение электрических методов защиты требует предварительной подготовки подземных сооружений. При проведении такой подготовки в ряде случаев могут потребоваться изолирующие покрытия.

При защите кабелей производят соединение их свинцовой оболочки с броней и соединение оболочек кабелей, уложенных в одной траншее. Принимают меры к обеспечению хорошей проводимости в стыках труб, чтобы избежать их стыковой коррозии.

Для устранения опасности коррозионных повреждений подземных сооружений блуждающими токами очень важно соблюдать ряд требований действующих правил защиты в отношении тяговых подстанций и отсасывающих линий. Провода этих линий, которые присоединяют к тяговым рельсам, должны быть на всем протяжении хорошо изолированы от земли, чтобы избежать в зависимости от полярности контактной сети подтекания или стекания блуждающих токов.

Присоединение проводов отсасывающих линий осуществляют ко всем нитям рельсовых путей. На участках с автоблокировкой это соединение производят через средние точки путевых дросселей, а на станциях, где применяют однониточные рельсовые цепи, непосредственно ко всем тяговым нитям рельсов.

В местах подсоединения проводов отсасывающих линий к рельсам (пункты отсасывания) устраивают специальные закрытые колодцы, в которых осуществляют соединение проводов отсасывающей линии с проводами или кабелями, идущими непосредственно к тяговым рельсам. Место установки этих колодцев должно быть по возможности сухим и расположено дальше от подземных сооружений (кабелей и трубопроводов). Трассу отсасывающих линий выбирают так, чтобы длина проводов, соединяющих соответствующую шину с тяговыми рельсами, была по возможности меньшей.

Не допускается постоянное заземление шины тяговой подстанции, соединенной с тяговыми рельсами.

Нагрузочные реостаты, которые используют на подстанциях для формовки ртутных выпрямителей, должны быть изолированы от земли.

Не допускается сливать электролит из баков этих реостатов на землю. Для этого устраивают приспособления для слива электролита в канализацию сточных вод.

Не допускается укладка кабелей вблизи формовочных реостатов (ближе 8 *м*) и только в исключительных случаях кабели можно укладывать на более близких расстояниях, но с обязательным применением дополнительных изолирующих покрытий.

5. ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ И КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основные мероприятия по защите подземных сооружений от коррозии блуждающими токами (повышение изоляции тяговых рельсов по отношению к земле, улучшение проводимости рельсовой сети и т. д.) осуществляют в процессе электрификации линии. Непосредственно после окончания строительно-монтажных работ и пуска в эксплуатацию электрифицированной линии производят обследование степени коррозионной опасности подземных сооружений на данном участке. На основании результатов такого обследования устанавливают дополнительные меры защиты (электрические и связанные с ними другие способы защиты), которые должны быть применены, чтобы исключить возможность коррозионных повреждений подземных сооружений.

В процессе такого обследования выявляют величины и характер изменения потенциалов в различных точках подземных сооружений по отношению к земле и тяговым рельсам, а также и величины блуждающих токов, протекающих по отдельным участкам подземных сооружений, и плотности тока утечки в анодных зонах.

Для производства подобных измерений используют специальные вольт-амперметры постоянного тока, которые имеют большое количество пределов измерения, значительное внутреннее сопротивление при измерении потенциалов и смещенный по шкале нуль (обычно на $^1/_3$ шкалы), что позволяет без переключения прибора выполнять измерения величин знакопеременных потенциалов и протекающего тока при изменениях его направления.

Подобные приборы могут быть также использованы для определения сопротивления рельсовых стыков (методом вольтметра-амперметра), измерения плотности тока утечки с подземных сооружений, контроля исправности искровых промежутков и ряда других измерений, которые проводят при осуществлении защитных мероприятий и контроле действия защиты в процессе эксплуатации.

Подземные сооружения, которые вновь сооружают на электрифицированных линиях, должны быть защищены от коррозии блуждающими токами до сдачи сооружений в постоянную эксплуатацию.

Огромное значение имеет систематический контроль за строгим соблюдением описанных мер защиты, правильностью работы защитных устройств и величинами потенциалов подземных сооружений по отношению к земле в процессе эксплуатации.

Для этого не реже одного раза в месяц производят проверку состояния электрических стыковых соединителей и рельсовых стыков, не реже одного раза в 10 дней — междурельсовых и междупутных соединителей и т. д. Систематически проверяют работу установок электрической защиты в отношении исправности и правильности действия элементов схемы. Кроме того, периодически измеряют ток в дренажной цепи и в цепи катодной защиты и потенциалы подземного сооружения по отношению к земле и к тяговым рельсам. Измерения потенциалов производят не только в пунктах подсоединения установок катодной и дренажной защиты, но и в ряде других точек подземного сооружения. Чтобы облегчить производство подобных измерений, по трассе подземного сооружения оборудуют специальные контрольные пункты. Последние представляют собой закрывающиеся коробки, в которых размещены зажимы, соединенные проводами с защищаемым сооружением и измерительным заземлителем. Измерение потенциала производят подключением вольтметра к одной из пар зажимов, расположенных в коробке контрольного пункта.

При устройстве контрольных пунктов на кабельных сетях в качестве измерительного заземлителя обычно используют спираль длиной 2 *м* из бронеленты, которую укладывают рядом с кабелем или наматывают на него. В последнем случае бронелента, служащая измерительным заземлителем, должна быть изолирована от оболочки кабеля.

Обнаруженные в процессе эксплуатации нарушения в применении описанных основных мер защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами и ненормальности работы устройств электрической защиты следует своевременно устранять.

При правильном и полном применении мероприятий по защите подземных сооружений от коррозии блуждающими токами и систематическом контроле в процессе эксплуатации опасность коррозионных повреждений устраняется, и подземные сооружения на электрифицированных участках могут служить, не повреждаясь, практически неограниченно долго.

Вопросы для повторения

1. Какие токи называются блуждающими и причины их появления?
2. От чего зависит потеря металла при электрокоррозии и какова величина допустимой плотности тока утечки с подземных сооружений?
3. Как обеспечивается снижение утечки тяговых токов с рельсов в землю?
4. Проведением каких мероприятий обеспечивают снижение блуждающих токов в подземных сооружениях?
5. В чем заключаются электрические методы защиты от электрокоррозии и особенность их применения на линиях с положительной и отрицательной полярностью в контактной сети?
6. Какие требования должны быть выполнены при применении электрических методов защиты?
7. Порядок проведения защитных мероприятий и контроля работы защитных устройств в процессе эксплуатации.

Глава XI

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТА ОТ НИХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ

В процессе эксплуатации устройств электрической тяги при определенных условиях возникают электрические напряжения, значительно превосходящие нормальные величины — перенапряжения. Перенапряжения носят кратковременный характер и могут представлять опасность для целости изоляции электрической аппаратуры и оборудования тяговых подстанций и электроподвижного состава, а также для изоляции контактной сети.

В зависимости от причин, которые вызывают перенапряжения, последние называют внутренними или внешними.

Внутренние перенапряжения возникают при переходных процессах, т. е. при резких изменениях режима работы электротяговых устройств (отключение быстродействующих выключателей, обратные зажигания в ртутных выпрямителях, перегорание плавких предохранителей и т. д.).

Внешние перенапряжения возникают вследствие атмосферных разрядов и поэтому называются атмосферными. Они могут возникать в результате непосредственного разряда молнии в электротяговые устройства, главным образом в контактную сеть вследствие ее большой протяженности (перенапряжения прямого удара), или в землю вблизи электротяговых устройств (индуктированные перенапряжения).

Перенапряжения могут вызывать повреждения оборудования тяговых подстанций и электроподвижного состава, изоляции контактной сети и приводить к нарушениям нормальной работы электрической тяги. Поэтому правильная защита устройств электрической тяги от перенапряжений одна из важнейших задач.

Наибольшую опасность представляют атмосферные перенапряжения, поэтому основное внимание обращают на защиту устройств от этого вида перенапряжений.

1. ПАРАМЕТРЫ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Величина атмосферных перенапряжений, которые могут возникать в устройствах электрической тяги, определяется параметрами грозового разряда.

Разряд молнии представляет сложный физический процесс. Исследования показали, что разряд начинается с прорастания от облака к земле слабо светящегося разряда, который называется лидерным и имеет сравнительно небольшую скорость ($(2 \cdot 10^7 \div 2 \times \times 10^8$ *см/сек*). В результате этого разряда образуется канал, в котором воздух ионизирован, т. е. является проводящим. Поэтому потенциал канала примерно равен потенциалу облака.

Главный разряд начинается после того, как канал лидера достигнет земли, и сопровождается интенсивным свечением канала и большим током, протекающим в месте удара молнии. Разряд молнии обычно является многократным, т. е. происходит несколько следующих друг за другом разрядов по одному и тому же каналу (до 40). Интервалы между разрядами различны и в среднем составляют около 0,03 *сек*. Общая продолжительность разряда может достигать 1—1,5 *сек*.

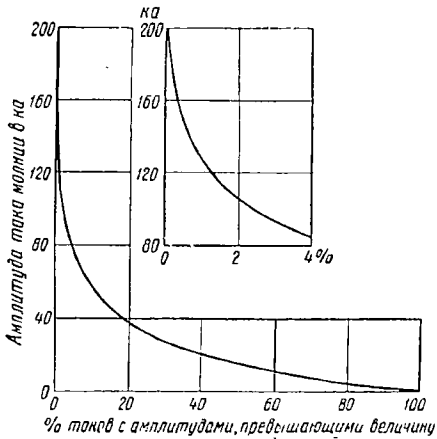


Рис. 194. Кривая вероятности появления токов молнии с различной амплитудой

Проведенные многочисленные исследования молнии как источника перенапряжений в электрических установках показали, что полярность молнии может быть как отрицательной, так и положительной. В большинстве случаев (более 70%) эта полярность отрицательна.

При разряде в хорошо заземленный объект амплитудные значения токов молнии, т. е. наибольшее значение тока волны, весьма различны и составляют от нескольких тысяч ампер до 200—220 *ка*.

На рис. 194 показана кривая, определяющая вероятность появления токов молнии с различной амплитудой в указанных пределах. По оси ординат отложено значение измеренных токов молнии, а по оси абсцисс — число разрядов молнии (в процентах к общему их количеству), при которых токи были равны или больше величин, определяемых кривой рис. 194. Последняя построена для равнинных участков, высота которых не превосходит 500 *м* над уровнем моря. Для районов высотой более 700 *м* над уровнем моря ординаты кривой рис. 194 уменьшают вдвое.

Следующей величиной, характеризующей параметры грозового разряда, является крутизна фронта тока молнии, т. е. скорость его нарастания. Крутизна фронта тока молнии также различна. На рис. 195 приведена кривая, характеризующая порядок ее изменения. Наблюдается увеличение крутизны фронта тока молнии по

мере роста его амплитудного значения. Кривая рис. 195 даст наиболее правильное значение крутизны фронта для разрядов молнии с амплитудными значениями тока до 100 *ка*.

Длины волн токов молний в большинстве случаев находятся в пределах от 20 до 80 *микросек*.

При проектировании мероприятий по грозозащите очень важно знать возможное число N прямых ударов молний в линию в течение грозового сезона. На основании анализа статистических данных получено следующее соотношение для определения возможного числа прямых ударов в линию:

$$N = bLnk \cdot 10^{-3}, \quad (181)$$

где b — ширина полосы земли, в пределах которой разряды молнии попадают непосредственно в линию, в *м*.

Опытные данные показывают, что

$$b = 8 \div 10h,$$

где h — высота подвески проводов линии в *м*;

L — длина линии в *км*;

n — число ударов молнии в землю на 1 *км*^{2} ее поверхности, отнесенное к одному грозовому дню. Наблюдениями установлено, что $h = 0{,}06 \div 0{,}1$;

k — число грозовых дней в году, которое определяют по карте грозовой деятельности. В районах пролегания большинства электрифицированных участков наших дорог $k = 20$.

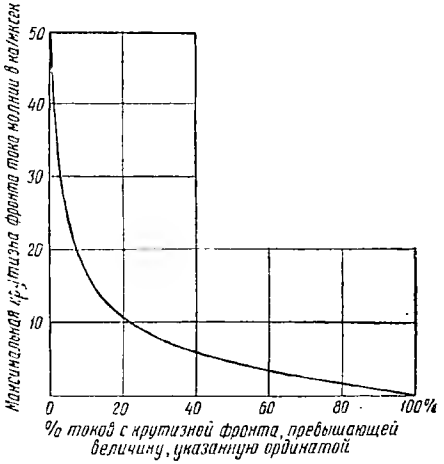


Рис. 195. Крутизна фронта тока молнии

Если принять $b = 70$ *м*, $L = 100$ *км*, $n = 0{,}1$ и $k = 20$, то возможное число прямых ударов молнии в год на 100 *км* линии составит $N = 14$.

Из приведенного примера видно, что возможное число прямых ударов молнии в линию при средних условиях достаточно велико и поэтому необходимо уделять серьезное внимание защите устройств электрической тяги от перенапряжений, вызванных прямыми ударами молнии в контактную сеть и питающие линии.

Индуктированные перенапряжения возникают, как было указано выше, при ударах молнии в землю вблизи контактной сети или питающих линий. Амплитудные значения индуктированных перенапряжений значительно меньше, чем при прямых ударах молнии, но возможное число индуктированных перенапряжений намного больше.

Амплитудное значение индуктированного перенапряжения может быть найдено из следующего уравнения:

$$U_n = \frac{26{,}4\, hI_м}{l}, \qquad (182)$$

где h — высота подвески проводов линии в *м*;

l — кратчайшее расстояние от места удара молнии в землю до линии;

$I_м$ — амплитудное значение тока молнии.

Наибольшее значение, которого могут достигать индуктированные перенапряжения, составляет $U_n = 1\,000$ *кв*. Степень опасности перенапряжений, однако, не определяется еще наибольшими их амплитудными значениями, так как последние встречаются редко и поэтому не могут иметь существенного практического значения. В данном случае необходимо знать вероятность возникновения индуктированных атмосферных перенапряжений, амплитуды которых опасны для рассматриваемого случая.

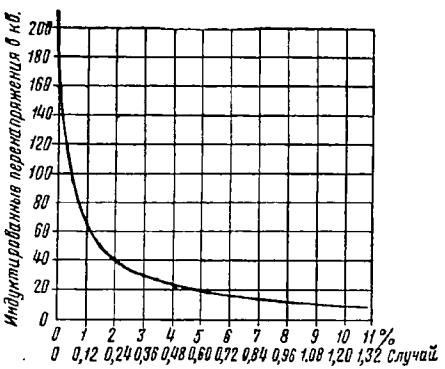


Рис. 196. Кривая вероятности возникновения индуктированных атмосферных перенапряжений

На рис. 196 дана кривая вероятности возникновения индуктированных атмосферных перенапряжений различных амплитуд для контактной сети, расположенной на равнинном участке, полученная расчетным путем. По оси абсцисс отложено количество случаев перенапряжений в процентах от общего их числа, амплитуда которых равна или больше величин определяемых кривой. По оси абсцисс отложено число случаев перенапряжений на 1 *км* линии в год, которое подсчитано исходя из условия, что количество ударов молнии в землю на 1 $км^2$ ее поверхности, отнесенное к одному грозовому дню, составляет 0,06, а число грозовых дней в году равно 20.

Например, из кривой рис. 196 видно, что атмосферные индуктированные перенапряжения с амплитудным значением 30 *кв* и выше имеются в 3% случаев, а число таких случаев составляет в среднем за год 0,36 на 1 *км*, или 36 случаев на 100 *км* контактной сети.

2. ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ

При проектировании защиты от перенапряжений необходимо располагать данными об уровнях изоляции защищаемых устройств. Эти уровни определяются вольтсекундными характеристиками

изоляции отдельных элементов этих устройств. Вольтсекундные характеристики устанавливаются экспериментальным путем и представляют зависимость амплитудного значения волны перенапряжения от промежутка времени с момента начала набегания этой волны до момента перекрытия или пробоя изоляции. Вольтсекундные характеристики изоляции зависят от формы волн напряжения и поэтому для удобства сравнения результатов снимают эти характеристики при одной стандартной волне напряжения, которая показана на рис. 197. Последняя соответствует средним условиям, которые встречаются на практике. При снятии вольтсекундных характеристик форма стандартной волны при всех значениях амплитуды напряжения должна иметь длину фронта 1,5 *мксек* и длину хвоста 40 *мксек* (точка, в которой величина напряжения спадает до 0,5 $U_{макс}$).

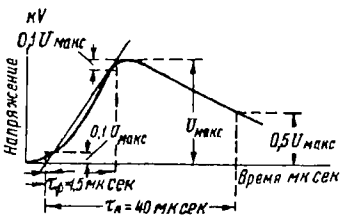


Рис. 197. Форма стандартной волны напряжения

Величина разрядного напряжения зависит также от полярности волны и состояния поверхности изолятора. На рис. 198 в качестве примера показаны вольтсекундные характеристики для одного изолятора типа П-4,5, который применяется для изоляции контактной сети.

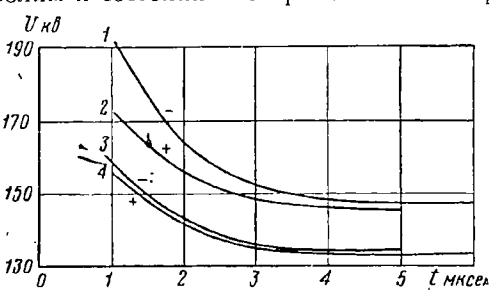


Рис. 198. Вольтсекундные характеристики для изолятора типа П-4,5:
1 и *2* — для чистого изолятора; *3* и *4* — для сухого загрязненного

Как видно из кривых рис. 198, чем больше амплитуда волны перенапряжения $U_{макс}$, тем быстрее происходит перекрытие изолятора. Величина разрядного напряжения зависит от полярности волны перенапряжения и состояния поверхности изолятора. При положительной полярности волны разрядное напряжение у изолятора меньше, чем при отрицательной полярности. Загрязнение поверхности изолятора (покрытие ее копотью) снижает импульсное разрядное напряжение.

Наибольший интерес представляет минимальное значение импульсного разрядного напряжения, которое определяют из вольтсекундных характеристик. Вследствие того, что при импульсах продолжительность воздействия напряжения на изоляцию относительно мала, величина минимального импульсного разрядного напряже-

ния обычно значительно выше, чем при длительном воздействии напряжения.

Для того чтобы разрядники обеспечивали защиту изоляции от перенапряжений, вольтсекундные их характеристики должны лежать соответственно ниже вольтсекундных характеристик того элемента защищаемой изоляции, уровень которой в данном случае минимальный.

Изоляция контактной сети имеет наиболее высокое значение минимального импульсного разрядного напряжения, составляющее при трехреберных стержневых изоляторах 80 *кв*, а при изоляторах типа П-4,5—135—145 *кв*.

При деревянных опорах минимальное разрядное импульсное напряжение соответственно увеличивается до 180 и 250 *кв* вследствие использования дерева опоры как дополнительной изоляции на длине не менее 400 *мм* (расстояние от фиксаторного кронштейна до оттяжки). Следует отметить, что импульсное разрядное напряжение по дереву обычно принимают равным 200—250 *кв* на 1 *м*.

Оборудование тяговых подстанций имеет значительно более низкий уровень изоляции, который в основном определяется изоляцией анодов ртутных выпрямителей, быстродействующих выключателей и конденсаторов фильтрустройств.

Минимальное импульсное разрядное напряжение новой изоляции стяжных шпилек анодов составляет 33 *кв*, а пальцев неподвижных контактов быстродействующих выключателей — 30 *кв*. В процессе эксплуатации импульсная прочность комбинированной изоляции (бумага и миканит) может значительно снизиться по сравнению с приведенными величинами. Поэтому рекомендуется принимать для тяговых подстанций величину наибольшего допустимого импульсного напряжения не более 12 — 15 *кв* независимо от номинальной величины выпрямленного напряжения (1,65 или 3,3 *кв*).

Еще более низкий уровень имеет изоляция электроподвижного состава, который определяется изоляцией обмоток якорей тяговых двигателей. Для этого случая целесообразно принимать допустимое импульсное напряжение не более 9 *кв*.

Приведенные уровни изоляции устройств электрической тяги на постоянном токе достаточны, чтобы обеспечить надежную защиту этих устройств от перенапряжений при правильном выборе и осуществлении защитных мероприятий.

Для защиты устройств электрической тяги от перенапряжений устанавливаются разрядники: на контактной сети роговые, на тяговых подстанциях и электроподвижном составе — алюминиевые, вилитовые. Принцип действия, конструкция и основные их характеристики приведены в учебниках для техникумов «Электроподвижной состав железных дорог» В. К. Калинина и Н. М. Михайлова, «Контактная сеть» И. И. Власова, «Электрические станции и подстанции» К. Г. Кучмы и др.

3. СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Наибольшее внимание уделяется защите электротяговых устройств от атмосферных перенапряжений (прямых ударов молнии и индуктированных атмосферных перенапряжений), которые наиболее опасны.

Внутренние перенапряжения в большинстве случаев не опасны для электротяговых устройств постоянного тока. Защита от них изоляции тяговых подстанций и электроподвижного состава осуществляется вентильными разрядниками, которые в комбинации с другими защитными мероприятиями служат также для защиты от атмосферных перенапряжений.

Мероприятия по защите электротяговых устройств от перенапряжений разрабатываются комплексно для всех элементов этих устройств — контактной сети, тяговых подстанций и электроподвижного состава. Эти мероприятия должны быть увязаны между собой и дополнять друг друга.

Наиболее детально способы защиты электротяговых устройств от перенапряжений, главным образом атмосферных, как наиболее опасных, были разработаны и научно обоснованы в ЦНИИ МПС И. И. Рыковым и Д. В. Разевиг. Ниже дается описание способов защиты по отдельным элементам устройств электрической тяги.

Защита контакной сети. Контактные сети электрических железных дорог могли бы быть защищены от поражений прямыми ударами молнии, которые вызывают наибольшие перенапряжения, применением стержневых или тросовых молниеотводов, которые представляют собой шпили или горизонтально расположенные тросы, хорошо заземленные и размещаемые в непосредственной близости от защищаемого объекта. Высоту и расположение стержневых и тросовых молниеотводов выбирают таким образом, чтобы при всех условиях они воспринимали на себя прямые удары молнии, предохраняя этим от попадания последних в защищаемый объект. Однако применение стержневых или тросовых молниеотводов для защиты устройств контактной сети от прямого поражения грозовыми разрядами — слишком дорогое мероприятие, практически используемое только лишь в редких случаях для защиты наиболее ответственных и особо поражаемых небольших участков контактной сети. Поэтому весьма важным является рассмотрение мероприятий, устраняющих возможность повреждения устройств электрической тяги и нарушения их нормальной работы при прямых ударах молнии в контактную сеть.

Величина наибольшего напряжения в контактной сети при поражении ее прямым ударом молнии может быть найдена из следующего соотношения:

$$U_м = \frac{Z_0 Z_1}{2Z_0 + Z_1} I_м, \qquad (183)$$

где Z_0 — волновое сопротивление канала молнии, т. е. сопротивление волне протекающего тока, равное 300 *ом* (волновое сопротивление $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$);

Z_1 — волновое сопротивление контактной сети, которое равно при трехпроводной подвеске (контактный провод, несущий трос и усиливающий провод) 225 *ом* и при двухпроводной подвеске (контактная сеть без усиливающего провода) — 300 *ом*;

$I_м$ — амплитудное значение тока молнии.

Если подставить в уравнение (183) приведенные значения Z_0 и Z_1 для трехпроводной подвески, получим

$$U_м = 82\, I_м. \tag{184}$$

Из уравнения (184) видно, что наибольшее напряжение в контактной сети $U_м$ при прямом ударе молнии может быть очень велико. Например, если $I_м = 50$ *ка*, то $U_м = 4\,100$ *кв*. Подобное напряжение изоляция контактной сети, естественно, выдержать не может и при прямом ударе молнии происходит перекрытие изоляции на нескольких опорах. В эксплуатации зафиксированы отдельные случаи, когда при прямом ударе молнии в контактную сеть происходило одновременное перекрытие изоляторов более чем на 20 опорах.

Число опор, на которых происходит перекрытие изоляторов при прямом ударе молнии, зависит от параметров грозового разряда и ряда других факторов. Наибольшая величина перенапряжения получается на опоре, ближайшей к месту удара молнии, и резко падает на последующих перекрытых опорах.

Сами по себе импульсные перекрытия изоляторов контактной сети при прямых ударах молнии в большинстве случаев не вызывают повреждений изоляторов. Только иногда наблюдается скол фарфора изоляторов, но и в этих случаях последние могут находиться временно в эксплуатации, впредь до их замены при очередной ревизии. Значительно бо́льшую опасность представляет дуга, которая устанавливается после импульсного перекрытия изолятора вследствие наличия в сети рабочего напряжения. В процессе горения дуги вследствие высокой температуры может повреждаться глазурь, растрескиваться и разрушаться фарфор изолятора; происходит пережог проводов, расположенных в непосредственной близости от перекрытого изолятора. Однако специально проведенные опыты и практика эксплуатации показывают, что если быстродействующая защита от токов короткого замыкания работает надежно, то отключение пораженного участка происходит настолько быстро (менее чем через 0,2 *сек*), что указанных повреждений не происходит и питание контактной сети может быть немедленно восстановлено.

Следовательно, прямые удары молнии в контактную сеть нормально могут приводить только к ее отключению быстродействующей защитой от токов короткого замыкания, и так как подобные случаи, как было сказано выше, бывают сравнительно редко, они не могут заметно отрицательно сказаться на нормальной работе устройств электрической тяги. В связи с этим целесообразно применять автоматическое повторное включение питающих линий, что позволяет быстро восстанавливать нормальное питание контактной сети.

Таким образом, основным средством, предохраняющим устройства контактной сети от повреждений при возникновении атмосферных перенапряжений, является надежная быстродействующая защита от токов короткого замыкания, имеющая устройства автоматического повторного включения.

Роговые разрядники, устанавливаемые на контактной сети, практически не улучшают защиту ее от перенапряжений, но имеют огромное значение для снижения величин перенапряжений, возникающих в контактных сетях и воздействующих на изоляцию электроподвижного состава, тяговых подстанций и постов секционирования.

Роговые разрядники предохраняют изоляцию контактной сети от повреждений при возникновении перенапряжений только в тех случаях, когда по тем или иным причинам не обеспечена надежная быстродействующая защита от токов короткого замыкания. При этих условиях дуга, возникшая между рогами разрядника, в первый момент очень короткая, шунтирует дуги сопровождающего тока, которые перекрывают изоляторы на контактной сети. Вследствие этого дуги, перекрывающие изоляторы, гаснут, а дуга, образовавшаяся на искровом промежутке разрядника, выдувается на его рога и, растягиваясь, гаснет. Таким образом, изоляторы контактной сети в этих случаях предохраняются роговыми разрядниками от повреждений электрической дугой.

Индуктированные атмосферные перенапряжения не представляют опасности для контактной сети на деревянных опорах, когда дерево последних используется в качестве изоляции. При металлических и железобетонных опорах эти перенапряжения могут приводить к перекрытиям изоляторов, однако такие перекрытия наблюдаются сравнительно редко. Как это следует из кривой рис. 196, индуктированные атмосферные перенапряжения с амплитудой 80 *кв* и больше имеются в 0,75% случаев, что составляет примерно 10 случаев в год на 100 *км* линии, т. е. почти столько же, как и от прямых ударов молнии. Защита устройств контактной сети от повреждений при возникновении индуктированных атмосферных перенапряжений осуществляется так же, как и при прямых ударах молнии надежной быстродействующей защитой от токов короткого замыкания.

Защита электроподвижного состава. Одной из важнейших мер защиты электроподвижного состава является ограничение величины

перенапряжений, приходящих с контактной сети. Величина последних ограничивается уровнем изоляции контактной сети.

Для того чтобы обеспечить при перекрытии изоляторов лучший отвод перенапряжений, возникающих в контактной сети, необходимо обращать особое внимание на снижение импульсного сопротивления у заземленных опор. Для этого необходимо заземлять опоры на рельсы непосредственно или через искровые промежутки. Кроме того, целесообразно устраивать для опор контактной сети дополнительные сосредоточенные заземлители. Такие заземлители следует располагать равномерно вдоль линии. Расчеты показывают, что общее сопротивление заземления таких заземлителей для обеспечения надежной защиты не должно превышать 2 *ом* на каждые 1—1,5 *км* линии.

Весьма эффективным мероприятием, снижающим величину перенапряжений, воздействующих на изоляцию электроподвижного состава, являются роговые разрядники с искровым промежутком 10 ± 1 *мм*, которые должны устанавливаться через каждые 1 — 1,5 *км* на всем протяжении контактной сети, главным образом на анкерных или соседних с ними опорах. Заземление роговых разрядников для достижения необходимого эффекта по снижению перенапряжений, воздействующих на изоляцию электроподвижного состава, следует выполнять одновременно на рельс и на специальный сосредоточенный заземлитель с импульсным сопротивлением заземления не более 10 — 15 *ом*.

Следует отметить, что импульсным сопротивлением заземления называется сопротивление заземления при прохождении через него импульсного тока. Импульсное сопротивление заземления может быть больше или меньше сопротивления заземления, измеренного при постоянном токе или при переменном токе низкой частоты (50 *гц*). Если величину последнего умножить на коэффициент α (импульсный коэффициент заземлителя), то получим импульсное сопротивление заземлителя.

Коэффициент α зависит от удельного сопротивления грунта, амплитудного значения импульсного тока, конструкции и длины заземлителя и определяется опытным путем. При расчетах величина коэффициента α принимается по данным соответствующих справочников.

На электроподвижном составе устанавливаются алюминиевые или вилитовые разрядники. Предпочтительно устанавливать вилитовые разрядники типа РМВЭ, или биполярные, как имеющие наиболее хорошие защитные свойства.

До последнего времени ограничивались применением указанных мероприятий для защиты электроподвижного состава, которые позволяют обеспечить защиту его изоляции, когда электроподвижной состав находится вне пролета контактной сети, поражаемого прямым ударом молнии.

Более совершенная схема защиты электроподвижного состава разработана в ЦНИИ В. Д. Радченко и показана на рис. 199. Основ-

ным ее элементом является вентильный вилитовый разрядник *3* типа РМВЭ, который защищает изоляцию электровоза от индуктированных атмосферных перенапряжений и перенапряжений, вызванных прямым ударом молнии в контактную сеть, когда электровоз находится вне пораженного пролета контактной сети, а также внутри пролета при токах молнии не более 10 *ка*. Дополнение схемы роговым разрядником *1* и индуктивной катушкой *2* с индуктивностью 7—8 *мкгн* позволяет обеспечить защиту при прямых ударах молнии в пролет, в пределах которого находится электровоз или электросекция, при токах молнии более 10 *ка*. Роговой разрядник имеет искровой промежуток 3,5 ± 0,5 *мм* и соответственно пробивное напряжение 15—20 *кв*. При этих условиях роговой разрядник не срабатывает от часто повторяющихся индуктированных перенапряжений и поэтому не вызывает излишних отключений контактной сети быстродействующей защитой.

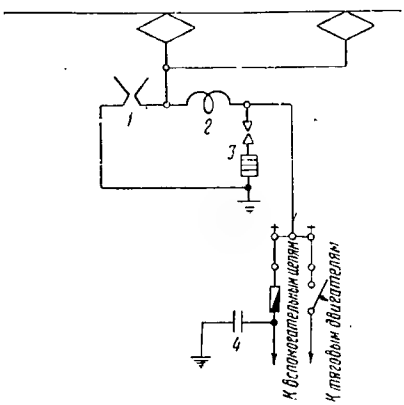


Рис. 199. Схема защиты электроподвижного состава от перенапряжений

Конденсатор *4* емкостью 0,5 *мкф* на рабочее напряжение 10 *кв* предназначен для уменьшения крутизны фронта волны и снижения числа случаев повышения напряжения до величины пробивного напряжения искрового промежутка вентильного разрядника, вредного для изоляции. Такие повышения напряжения хотя и допустимы для изоляции, но при частом воздействии могут способствовать ускоренному ее старению.

На электровозах обычно не применяют индуктивности, но устанавливают два вентильных разрядника. Последнее мероприятие не требуется при моторвагонной тяге, где в составе поезда обычно имеется 2—3 моторных вагона, каждый из которых оборудован вентильным разрядником.

Защита тяговых подстанций. Защита от прямых ударов молнии территории, сооружений и оборудования, установленного на открытой части тяговой подстанции, осуществляется при помощи стержневых или тросовых молниеотводов.

Защита оборудования тяговых подстанций от перенапряжений, которые возникают в контактной сети или в питающих линиях, осуществляется алюминиевыми или вилитовыми разрядниками. В этом случае также желательно применение вилитовых разрядников, как имеющих более хорошие защитные характеристики.

На каждой тяговой подстанции нормально устанавливается не менее двух разрядников, которые заземляются на общий зазем-

ляющий контур. Разрядники устанавливаются на сборных шинах или на вводах питающих линий. В последнем случае число и место установки разрядников необходимо выбирать так, чтобы при всех возможных режимах и схемах работы количество одновременно подключенных разрядников было не менее двух.

Защита сооружений и оборудования тяговых подстанций, а также питающих линий от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми или тросовыми молниеотводами.

Большое значение имеет правильная защита питающих линий постоянного тока на подходах их к подстанции. Целью этой защиты является ограничение величины перенапряжений, которые могут попадать на подстанции через питающие линии.

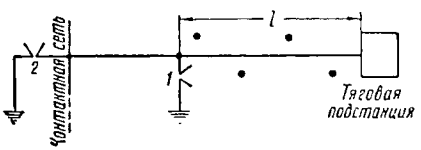


Рис. 200. Схема защиты питающей линии на подходе к подстанции

Схема защиты подхода питающей линии показана на рис. 200. Питающая линия при подходе к подстанции защищается молниеотводами на участке $l = 500 \div 600$ *м*. В конце защищенного участка устанавливается роговой разрядник, который имеет заземлитель с импульсным сопротивлением заземления не более 3 *ом*. Кроме того, устанавливается второй роговой разрядник в месте присоединения питающей линии к контактной сети, заземляемый на рельсы непосредственно или через искровой промежуток. Целесообразно для этого разрядника устраивать дополнительный сосредоточенный заземлитель с импульсным сопротивлением заземления не более 5 *ом*.

Если длина питающей линии составляет всего 500—600 *м*, то устанавливается один роговой разрядник в месте присоединения питающей линии к контактной сети. При длине питающей линии меньше 500 *м* схема защиты остается той же, что и в предыдущем случае, но число вентильных разрядников на подстанции увеличивается при длине линии 400—500 *м* до трех, а при длине линии 250—400 *м* — до четырех.

Можно также вместо увеличения числа вентильных разрядников на подстанции включить в рассечку каждой питающей линии индуктивную катушку. Индуктивность катушки вместе с индуктивностью питающей линии следует принимать не менее 700 *мкгн*. Индуктивность питающей линии $L_л$ в этом случае может быть найдена из следующего эмпирического соотношения:

$$L_л = 1{,}2l \text{ мкгн},$$

где l — длина участка питающей линии, защищенного молниеотводами, в *м*.

При длине защищенного молниеотводами участка питающей линии не менее 300 *м* можно вместо увеличения числа вентильных разрядников на подстанции или установки индуктивных катушек при-

менять дополнительный роговой разрядник, устанавливаемый примерно посередине питающей линии и имеющий импульсное сопротивление заземления не более 3 *ом*.

Если питающая линия выполнена кабелем, то защита подхода осуществляется установкой рогового разрядника в месте ее подсоединения к контактной сети. Кроме того, броня и оболочка кабеля соединяются с заземляющим спуском разрядника через искровой промежуток, а на подстанции устанавливается не менее двух вентильных разрядников.

Роговые разрядники, устанавливаемые на подходах питающих линий к тяговым подстанциям, имеют искровой промежуток 10 ± 1 *мм*.

Защита от перенапряжений постов секционирования аналогична описанной защите тяговых подстанций.

Вопросы для повторения

1. Что такое перенапряжения и вследствие чего они возникают?
2. Параметры грозового разряда и какова вероятность поражения контактной сети прямыми ударами молнии?
3. Чем характеризуется уровень изоляции устройств электрической тяги?
4. Как осуществляется защита от перенапряжений устройств контактной сети?
5. Как осуществляется защита от перенапряжений электроподвижного состава?
6. Как осуществляется защита от перенапряжений оборудования тяговых подстанций и питающих линий постоянного тока на подходах к подстанциям?

Глава XII

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ НА УСТРОЙСТВА ПРОВОДНОЙ СВЯЗИ И ИХ ЗАЩИТА

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вдоль электрических железных дорог, часто на сравнительно небольшом расстоянии от контактной сети проходят линии связи; эти линии могут иметь либо местные сближения с контактной сетью, либо пересекать ее.

По характеру воздействия электрической тяги на устройства проводной связи различают: гальваническое, магнитное и электрическое влияние. Суммарное воздействие электрического и магнитного влияния называют электромагнитным влиянием. Обычно имеют место в разной степени все эти три вида воздействия.

Гальваническое воздействие обусловливается протеканием тяговых токов по рельсам и земле. При определенных условиях токи гальванической связи могут попадать в устройства связи и нарушать их работу. При двухпроводных линиях связи, применяемых на электрифицированных линиях, гальваническое влияние может быть только при несовершенной изоляции линейных и стационарных устройств связи. При нормальном состоянии этих устройств, а также рельсовой цепи гальваническое воздействие ничтожно.

Гораздо серьезнее обстоит дело с электромагнитным влиянием. Тяговая сеть представляет собой разновидность высоковольтной линии электропередачи, у которой одним проводом является контактная сеть, а другим — рельсы и земля. Такая несимметричная линия электропередачи создает в окружающем пространстве значительные неуравновешенные электромагнитные поля, которые вызывают в цепях связи появление индуктированных напряжений и токов, что приводит к необходимости проведения соответствующих защитных мероприятий.

Влияние линий электропередачи на устройства проводной связи принято подразделять на опасное и мешающее. Под опасным влиянием понимают такое, которое может приводить к повреждениям устройств связи, угрожать здоровью или даже жизни лиц, пользующихся устройствами связи или обслуживающих их. Мешающим влиянием называют такое, которое может в той или иной степени

нарушать нормальную работу устройств связи (появление шумов в телефонных цепях, ухудшающих качество связи, искажение передач в телеграфных и сигнальных цепях и т. д.).

Большой вклад в разработку вопросов влияния электрической тяги на устройства проводной связи и их защиты сделали наши ученые и инженеры (М. И. Михайлов, Н. М. Фетисов, А. А. Снарский и др.).

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПАСНОГО И МЕШАЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЙ И ИХ ДОПУСТИМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

При оценке различных видов влияний и установлении защитных мероприятий большое практическое значение имеет количественный учет этих влияний.

Если предположить, что провод воздушной линии связи расположен на расстоянии a метров от оси полотна железной дороги, а по контактному проводу на длине l *км* протекает синусоидальный переменный ток I, то в таком проводе связи будет индуктироваться (вследствие наличия переменного магнитного поля продольная синусоидальная э. д. с. $E_м$ (амплитудные значения), которая отстает от тока I на 90°. Величина $E_м$ определяется из следующего соотношения:

$$E_м = 2\pi f M I l \lambda, \tag{185}$$

где M — километрический коэффициент взаимной индукции в *генри/км*,

λ — коэффициент экранирующего действия рельсов и

f — частота переменного тока.

Величина коэффициента взаимоиндукции M может быть найдена либо по соответствующим довольно сложным формулам, либо по кривым. На рис. 201 приведены кривые значений M в зависимости от $10^6\, a\sqrt{\sigma f}$, где σ — проводимость земли в единицах CGSμ.

Коэффициент λ учитывает снижение продольной э. д. с. $E_м$ вследствие экранирующего действия рельсов. На рис. 202 приведены кривые изменения λ в зависимости от a для разных значений σ для воздушной и кабельной линий связи при однопутной железнодорожной линии и частоте 50 *гц*. Из этих кривых видно; что при расстояниях $a > 15 \div 20$ *м* коэффициент λ практически не изменяется. При меньших расстояниях величина λ несколько увеличивается при воздушной линии связи и уменьшается при кабельной линии связи, что объясняется более близким расположением последней к рельсам, оказывающим экранирующее действие.

Если линии связи проходят не параллельно тяговой сети, то в этом случае участок сближения разбивают на ряд элементов таким образом, чтобы на протяжении каждого из них можно было бы считать линию связи, расположенной параллельно тяговой сети. Для

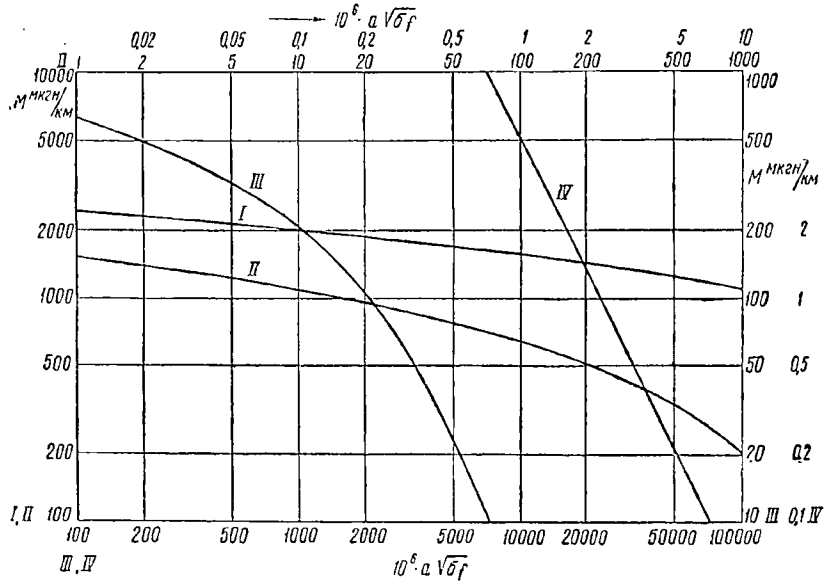


Рис. 201. Кривые зависимости коэффициента взаимоиндукции M от величины $10^6 a\sqrt{\sigma f}$

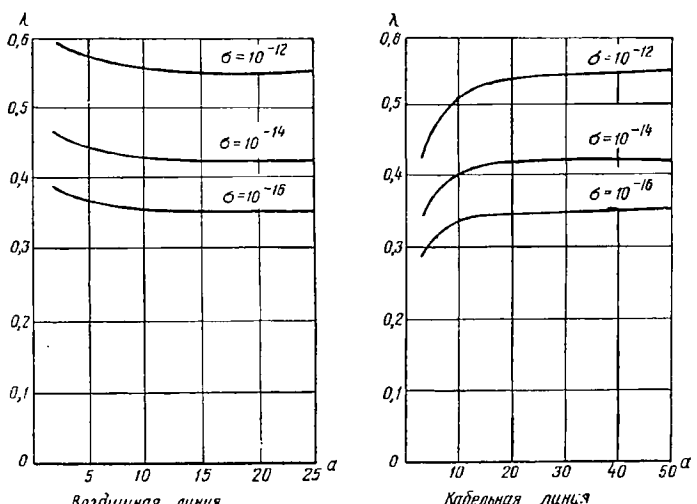


Рис. 202. Кривые изменения коэффициента экранирующего действия рельсов в зависимости от расстояния линии связи от оси полотна железной дороги для однопутного участка

каждого такого элемента i определяют значение $M_i l_i$, а затем величину Ml для всех элементов (от 1 до n) участка находят из выражения

$$Ml = \sum_{i=1}^{i=n} M_i l_i$$

и полученное значение подставляют в уравнение (185).

Электрическое влияние контактной сети на провода связи является следствием наличия электрического поля в пространстве, окружающем провода контактной сети. Силовые линии электрического поля перпендикулярны проводящей поверхности земли, как показано на рис. 203. Величина потенциала $E_э$, наведенного в проводе связи, в результате электрической индукции приближенно может быть найдена из следующего выражения:

$$E_э = 0{,}4\,E\frac{bc}{(a^2+b^2+c^2)}\cdot\frac{l_к}{l_c}\ в, \qquad (186)$$

где E — напряжение относительно земли контактного провода,

$l_к$ — длина плеча питания контактной сети и

l_c — длина провода связи.

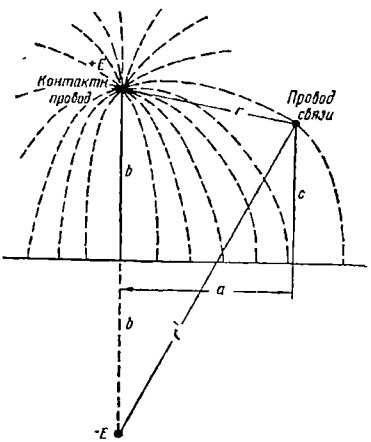


Рис. 203. Электрическое силовое поле, возникающее в пространстве, окружающем контактный провод

Значения остальных величин, входящих в уравнение (186), показаны на рис. 203.

Результирующее влияние $E_{рез}$ определяется как геометрическая сумма продольной э. д. с. $E_м$ и потенциала по отношению к земле $E_э$, наведенных в проводе связи вследствие электромагнитной индукции

$$E_{рез} = \sqrt{E_м^2 + E_э^2}. \qquad (187)$$

При кабельных линиях связи $E_э = 0$. При электрической тяге на переменном токе 20 *кв*, токе нагрузки $I = 470$ *а*, длине участка питания $l = 30$ *км* и ширине сближения a примерно 100 *м* в проводе воздушной линии связи величина продольной э. д. с. $E_м$ в зависимости от проводимости земли σ будет составлять от 400 до 1 150 *в*, а потенциал $E_э$, наведенный в результате электрической индукции, равен всего лишь около 30—35 *в*. Этот пример показывает, что в случае расстояний a более 100 *м* при определении $E_{рез}$ практически уже можно не учитывать $E_э$ и приближенно принимать $E_{рез} = E_м$.

Постоянный тяговый ток, протекающий по проводам контактной сети, рельсам и через землю, сам по себе не оказывает индуктивного влияния на устройства проводной связи. Однако при выпрямлении трехфазного переменного тока 50 *гц* с помощью ионных преобразователей на тяговых подстанциях выпрямленное напряжение и ток в тяговой сети получаются пульсирующими. Возникающие при этом величины продольной э. д. с. при нормальных режимах работы электрической тяги на постоянном токе не являются опасными, т. е. лежат ниже максимально допустимого значения, которое согласно действующим Правилам ограждения не должно превышать 60 *в* (эффективное значение).

Иначе обстоит дело при электрической тяге на однофазном токе промышленной частоты, когда $E_м$ в проводах как воздушных, так и кабельных линий связи может достигать весьма больших величин, недопустимых по условиям безопасности и работы устройств связи. Поэтому на дорогах переменного тока проводят мероприятия, позволяющие снизить до допустимых пределов продольную э. д. с., наводимую в проводах линий связи. Следует заметить, что на дорогах переменного тока обычно принимают значительно бóльшие максимально допустимые значения продольной э. д. с., что становится возможным в результате проведения ряда мероприятий в устройствах связи и применения соответствующих методов их эксплуатации. Например, на некоторых зарубежных дорогах допускаются величины опасных напряжений в жилах кабельных линий связи до 300 *в* и более.

Значительно сложнее обстоит дело с определением величин мешающих напряжений, которые возникают в устройствах проводной связи на электрифицированных участках. Эти мешающие напряжения возникают в результате наведенных продольных э. д. с. $E_м$ в проводах цепи связи вследствие их несимметричного расположения по отношению к влияющей тяговой сети и неодинаковых по длине проводов цепи распределения их сопротивления, утечки, емкости по отношению к земле и т. д. Если двухпроводная цепь связи была бы тщательно отсимметрирована и указанные параметры ее проводов были бы строго идентичны по всей их длине, то индуктируемые в них величины продольных э. д. с. были бы равны между собой, а напряжения помех равны нулю. Однако обеспечить строгое соблюдение этих условий практически не представляется возможным. Поэтому для снижения величин мешающего напряжения до допустимого значения, наряду с предъявлением жестких требований в отношении содержания устройств проводной связи в эксплуатации, проводят соответствующие защитные мероприятия как в части этих устройств, так и устройств электрической тяги.

При расположении трассы воздушной линии связи параллельно полотну железной дороги и наличии в контактной сети синусоидального тока одинаковой величины на всем участке питания напряжение помех $U_м$ в начале двухпроводной цепи связи может быть найдено из следующего соотношения:

$$U_м = \frac{E_м \eta}{2}, \qquad (188)$$

где η — коэффициент чувствительности двухпроводной цепи связи к помехам.

Чем больше коэффициент чувствительности данной цепи, тем бо́льшие помехи в ней возникают. В табл. 42 приведены значения η для двухпроводных телефонных цепей.

Таблица 42

Значения коэффициента чувствительности двухпроводных телефонных цепей к помехам

Тип линий связи	Вид телефонной цепи тональной частоты	Значение η
Воздушная	Цветная цепь	0,003
	Стальная цепь на траверсах	0,006
	Стальная цепь на крюках	0,010
Кабельная	Основная цепь	0,001
	Искусственная цепь	0,002

Протекающая в контактной сети переменная составляющая тока при электрической тяге на постоянном токе и ток при электрической тяге на переменном токе в случае использования электроподвижного состава с ионными выпрямителями не являются синусоидальными. Известно, что несинусоидальная форма кривой тока и напряжения может быть разложена на гармонические составляющие, каждая из которых является синусоидальной и имеет свою частоту и амплитуду, причем частоты гармонических составляющих являются кратными частоте основной гармоники, имеющей наинизшую частоту.

Гармоники одинаковой амплитуды, но разной частоты, протекающие через телефонную трубку, вызывают различное звуковое воздействие на человеческое ухо. Наибольшее звуковое воздействие оказывают токи частотой около 1 000 *гц*. На рис. 204 приведена кривая зависимости относительного звукового воздействия на человеческое ухо от частоты протекающего тока; при этом условно за единицу принято воздействие при 800 *гц*. К этой частоте приводятся составляющие напряжения помех, найденные для различных частот по уравнению (188). Приведенное эквивалентное напряжение шума $U_{мпс}$ определяется по составляющим помех от 1 до n из следующего соотношения:

$$U_{мпс} = \sqrt{\sum_{к=1}^{к=n} (p_к \, U_{мк})^2} \quad в, \qquad (189)$$

где $к$ — порядковый номер гармонической составляющей;

$p_к$ — коэффициент относительного звукового воздействия $к$-ой гармоники, найденной из кривой рис. 204, и

$U_{мк}$ — индуктированное в телефонной цепи связи напряжение шума, вызванное $к$-ой гармоникой и определяемое по уравнению (188).

Эквивалентное напряжение шума $U_{мпс}$ называют псофометрическим. Величина эквивалентного напряжения шума может быть непосредственно измерена при помощи специального прибора — псофометра,

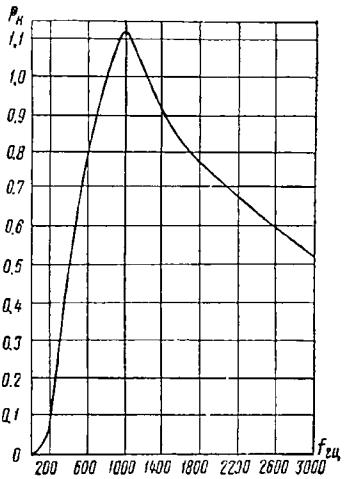


Рис. 204. Кривая зависимости относительного звукового воздействия на ухо человека токов одинаковой величины от их частоты

Длины участков питания контактной сети обычно меньше длин усилительных участков телефонных цепей тональной частоты. Поэтому напряжения шума, индуктируемые в пределах отдельных участков питания тяговой сети, следует приводить к началу телефонной цепи. Например, если в пределах усилительного участка имеется два участка питания тяговой сети длиной l_1 и l_2, как показано на рис. 205, то результирующее эквивалентное напряжение шума $U_{м.рез.пс}$ в точке A телефонной цепи определяется из соотношения

$$U_{м.рез.пс} = \sqrt{U_{1мпс}^2 + U_{2мпс}^2}, \qquad (190)$$

где $U_{1мпс}$ — суммарное эквивалентное напряжение шума для точки A, индуктируемое в пределах первого участка питания, которое определяется из уравнения (189), и

$U_{2мпс}$ — то же от второго участка питания, при этом величина $U_{2мпс}$ находится из следующего соотношения:

$$U_{2м\,пс} = \sqrt{\sum_{к=1}^{к=n} (p_к\, U_{2мк}\, e^{-\beta_к l_1})^2},$$

где $U_{2мк}$ — напряжение шума от $к$-ой гармоники второго участка питания;

l_1 — длина первого участка питания и

$\beta_к$ — километрическое затухание телефонной цепи для $к$-ой гармоники в *неп/км*.

Полученное таким образом результирующее эквивалентное напряжение шума не должно превосходить максимально допустимого значения $U_{доп\,пс}$. Если телефонная цепь имеет несколько усилительных участков N, то $U_{доп.\,пс}$ снижается и для каждого из них и принимается равным

$$U^{*}_{доп.\ пс} = \frac{U_{доп.\ пс}}{\sqrt{N}}, \qquad (191)$$

чтобы общее суммарное эквивалентное напряжение шума, полученное в результате воздействия электрической тяги на всех усилительных участках телефонной цепи, не превышало $U_{доп.\ пс}$.

Многолетняя практика показывает, что при эквивалентном напряжении шума 5 *мв* качество телефонной связи еще вполне удовлетворительное. Поэтому действующие правила предусматривают, что напряжение шума не должно превышать 5 *мв*. Только для цепей

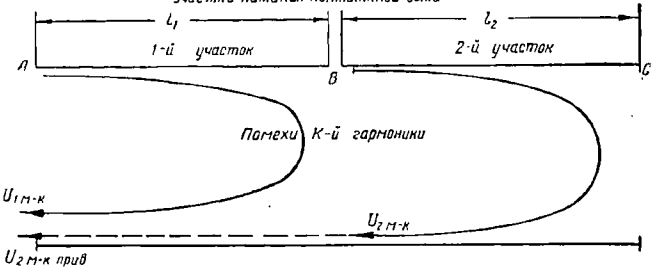


Рис. 205. Схема влияния тяговых токов при нескольких участках питания тяговой сети в пределах одного усилительного участка

небольшой протяженности (телефонные цепи жезловой сигнализации, стрелочной и местной связи) допускается напряжение шума до 10 *мв*.

На устройства проводной связи мешающее воздействие может оказывать ряд источников помех. Поэтому действующие правила предусматривают следующее распределение указанного максимально допустимого напряжения шума между отдельными источниками помех: линии электропередачи Министерства электростанций — не более 2,85 *мв*; высоковольтные линии Министерства путей сообщения (включая тяговые сети электрических железных дорог) — не более 3,5 *мв* и э. д. с. шума, вызываемая в данной телефонной цепи соседними телефонными и телеграфными цепями, — не более 2,5 *мв*. Это распределение учитывает, что мешающие напряжения в устройствах связи, вызываемые различными источниками помех, обычно не совпадают по фазе. В связи с этим их суммирование производится геометрически, т. е. максимально допустимая величина эквивалентного напряжения шума

$$U_{макс.\ доп} = \sqrt{2{,}85^2 + 3{,}5^2 + 2{,}5^2} \approx 5{,}0\ мв.$$

Основы влияния электрической тяги на устройства проводной связи рассмотрены выше применительно к случаю одностороннего

питания тяговой сети. При двустороннем питании и прочих равных условиях электрическая тяга оказывает меньшее влияние на эти устройства, так как токи, протекающие на отдельных участках тяговой сети, имеют различное направление, что приводит в некоторой степени к компенсации продольных э. д. с. $E_м$, индуктируемых на этих участках.

3. ЗАЩИТА УСТРОЙСТВ ПРОВОДНОЙ СВЯЗИ ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГЕ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

При электрификации наших железных дорог на постоянном токе до последнего времени линии связи обычно сохраняются воздушными.

В этом случае, как указано выше, при нормальных режимах работы электрическая тяга не оказывает опасного воздействия на устройства проводной связи. При переходных процессах в устройствах электрической тяги, т. е. при отключении и включении тяго-

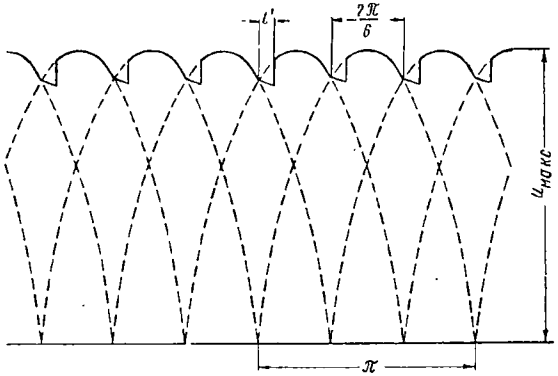


Рис. 206. Форма кривой выпрямленного напряжения

вой сети, коротких замыканиях и т. д., в телефонных цепях могут возникать импульсы напряжения, вызывающие акустические удары, которые вредно отражаются на здоровье слушающих и могут вызывать нервные потрясения, глухоту и т. п. С целью защиты применяются специальные ограничители тока, включенные параллельно телефонным трубкам, которые резко снижают свое сопротивление при увеличении приложенного к ним напряжения, вследствие чего снижается величина импульса напряжения и не происходит опасного акустического удара.

Основным вопросом в данном случае является защита устройств проводной связи от мешающего воздействия электрической тяги. При использовании на тяговых подстанциях ртутных выпрямителей кривая выпрямленного напряжения получается пульсирующей, как показано сплошной линией на рис. 206 для случая шестифазного выпрямления. В течение интервала t' горят одновременно два

анода и напряжение выпрямленного тока равно среднему арифметическому значению мгновенных значений напряжений одновременно горящих анодов.

Продолжительность интервала времени t' зависит от величины нагрузки, индуктивности цепи и ряда других факторов. Периодичность пульсации выпрямленного напряжения жестко связана с частотой питающей сети. При шестифазном выпрямлении основная частота переменной составляющей выпрямленного напряжения равна $6 \cdot 50 = 300$ *гц*, а при двенадцатифазном выпрямлении — 600 *гц*.

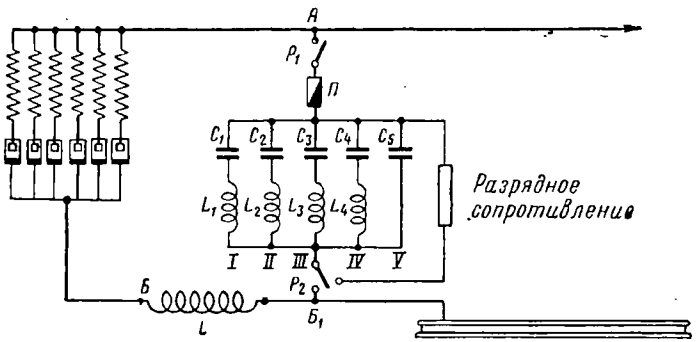


Рис. 207. Принципиальная схема фильтра для снижения гармоник в кривой тягового тока

Таким образом, при шестифазном выпрямлении переменная составляющая выпрямленного напряжения может быть разложена на гармонические синусоидальные составляющие (гармоники), имеющие частоту 300, 600, 900, 1 200 *гц* и т. д. При этом амплитудное значение гармоник с увеличением частоты быстро уменьшается.

Мешающее влияние вследствие электрической индукции, вызванной наличием гармоник в кривой выпрямленного напряжения, как правило, весьма незначительно вследствие небольшой величины создаваемого ими электрического поля. Одновременно с этим вследствие наличия гармоник в кривой выпрямленного напряжения возникают гармоники в кривой тягового тока, которые протекают по проводам контактной сети и, замыкаясь через машины электроподвижного состава, по рельсам и через землю возвращаются на подстанцию. Эти гармоники тока, протекая в тяговой сети, вызывают значительные мешающие напряжения в устройствах проводной связи в результате магнитной индукции.

Для снижения этого влияния на тяговых подстанциях с ртутными выпрямителями устанавливают сглаживающие устройства (фильтры), назначение которых снижать гармоники в кривой тока, протекающего в тяговой сети. Принципиальная схема такого фильтра показана на рис. 207. Фильтр состоит из реактора L и резонансных

шунтов, подсоединенных со стороны тяговой сети. На каждой подстанции, как правило, устанавливают по одному реактору, который рассчитывают на полный ток нагрузки подстанции; его обычно включают в провод, соединяемый с рельсами. Как показали исследования ЦНИИ, реактор целесообразно включать в провод, соединяемый с контактной сетью. Это позволяет устранить возможность его обхода токами высокой частоты и снизить влияние электрической тяги на устройства высокочастотной связи.

Каждый резонансный шунт состоит из последовательно соединенных емкости C_n и индуктивности L_n и настраивается на определенную частоту ω_n, причем имеет место равенство

$$\omega_n L_n = \frac{1}{\omega_n C_n}.$$

При шестифазном выпрямлении обычно устанавливается четыре шунта, настроенных в резонанс на частоты 300; 600; 900 и 1 200 *гц*. Резонансные шунты на 1 500 *гц* и более высокие частоты не устанавливают, так как в этом случае амплитудные значения гармоник тока значительно меньше, а их относительное звуковое воздействие существенно ниже, как это видно из кривой рис. 204. Кроме того, в ряде случаев устанавливается пятый, емкостной, контур.

Резонансные шунты присоединяют через разъединители $Р_1$ и $Р_2$ и общий плавкий предохранитель $П$. Иногда плавкие предохранители устанавливают на каждом шунте. Плавкие предохранители служат для защиты от сверхтоков, которые могут возникать, например, при пробое конденсаторов.

После отключения разъединителя $Р_1$ на обкладках конденсаторов остается заряд. Поэтому до производства работ по осмотру и ремонту необходимо разрядить конденсаторы. С этой целью устанавливают разрядное сопротивление 60—100 *ом*.

Принцип действия фильтра состоит в следующем. Между точками $А$ и $Б$ имеется пульсирующее напряжение, переменная составляющая которого складывается из гармоник, имеющих частоты 300, 600, 900 *гц* и т. д. Каждая из этих гармоник напряжения вызывает ток, проходящий через реактор L и соответствующий шунт, который настроен в резонанс на частоту данной гармоники. Сопротивление такой ветви фильтра может быть найдено из следующего уравнения:

$$Z = \sqrt{(\omega_n L)^2 + (r_0 + r_{Ln} + r_{cn})^2}, \qquad (192)$$

где ω_n — угловая скорость частоты n-ой гармоники;
L — коэффициент самоиндукции реактора;
r_0 — активное сопротивление реактора;
r_{Ln} — активное сопротивление катушки самоиндукции шунта и сопротивление соединительных проводов;
r_{cn} — сопротивление потерь в конденсаторах шунта.

Если через шунт протекает ток I_n, то напряжение, создаваемое n-ой гармоникой между точками $АБ_1$, будет

$$U_{АБ_1\,n} = I_n(r_{Ln} + r_{сп}),$$

при напряжении ее между точками $АБ$

$$U_{АБn} = I_n Z.$$

Таким образом, напряжение n-ой гармоники между точками $АБ_1$ будет в k_n раз меньше, чем между точками $АБ$, при этом величина k_n может быть найдена из следующего уравнения:

$$k_n = \frac{U_{АБn}}{U_{АБ_1\,n}} = \frac{\sqrt{(\omega_n L)^2 + (r_0 + r_{Ln} + r_{сп})^2}}{r_{Ln} + r_{сп}}, \qquad (193)$$

где k_n — коэффициент сглаживания n-ой гармоники напряжения, который показывает, во сколько раз уменьшается напряжение данной гармоники после реактора.

Аналогично этому эффективность действия фильтра в целом характеризуется общим коэффициентом сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения k, который равен отношению эквивалентного мешающего напряжения до реактора к этому напряжению после реактора.

Как это следует из уравнения, (193) повышение коэффициента сглаживания фильтра может быть достигнуто увеличением коэффициента самоиндукции реактора L и уменьшением активного сопротивления катушек самоиндукции шунтов фильтра и сопротивления соединительных проводов r_{Ln}, а также сопротивления потерь в конденсаторах шунтов $r_{сп}$. Для уменьшения r_{Ln} при изготовлении катушек самоиндукции и соединительных проводов обычно применяют проводники из меди значительного сечения.

Существенный эффект даст применение в этом случае специальных проводов достаточного сечения,но состоящих из тонких проволок, что уменьшает активные потери при протекании гармоник тягового тока от образующихся вихревых токов. Уменьшение величины $r_{сп}$ обычно предусматривается специальными требованиями,которые предъявляются к конденсаторам для фильтрустройств тяговых подстанций, монтажу и эксплуатации этих устройств.

Действующие правила предусматривают установку на тяговых подстанциях электрических дорог постоянного тока фильтров с коэффициентом сглаживания не менее $k = 25$.

На участках, где защита устройств связи по тем или иным причинам затруднена, к фильтрам тяговых подстанций могут предъявляться повышенные требования, при этом коэффициент сглаживания повышают до $k = 50$. Дальнейшее его увеличение нецелесообразно, так как при коммутации коллекторных электрических машин подвижного состава возникают пульсации тока, которые вызывают бо́льшие мешающие напряжения в устройствах связи, чем гармоники тягового тока при работе ртутных выпрями́телей и $k > 50$.

При переходе дуги с одного анода на другой анод ртутного выпрямителя, как видно из кривой рис. 206, происходит скачкообразное изменение выпрямленного напряжения. Это вызывает появление в кривой напряжения после фильтра периодически повторяющихся зигзагообразных импульсов (рис. 208), которые оказывают мешающее влияние на работу устройств связи. Кроме того, в моменты коммутации возникают затухающие колебания, частота которых изменяется для разных выпрямительных агрегатов от 5 до 20 *кгц*. Для снижения этого вида помех на тяговых подстанциях устанавливают пятый контур из шунтирующих кон-

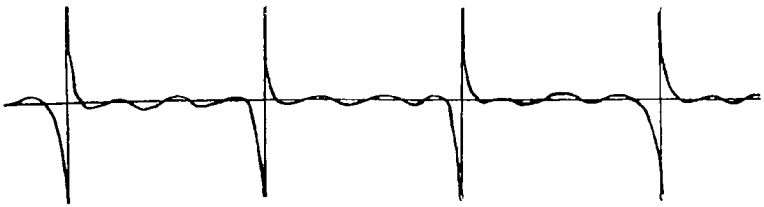


Рис. 208. Характер кривой переменной составляющей напряжения после фильтра с резонансными шунтами

денсаторов, емкость которых составляет от 60 до 70 *мкф*. Это мероприятие позволяет дополнительно снизить помехи и одновременно улучшает защиту оборудования подстанций от перенапряжений.

Имеются примеры применения в этом контуре конденсаторов значительно большей емкости, например, на польских железных дорогах от 350 до 600 *мкф*. Чтобы избежать значительных перенапряжений при отключении быстродействующих выключателей, в этом случае применяется специальное устройство, автоматически закорачивающее конденсаторы на сопротивление.

Для обеспечения наибольшего эффекта от применения пятых контуров из шунтирующих конденсаторов необходимо до минимума сокращать длину проводов, соединяющих их с шинами тяговой подстанции.

На подстанциях наших дорог обычно применяются общие реакторы, изготовленные из голого медного провода с бетонным креплением, имеющие индуктивность 4,5 и 6,5 *мгн* и рассчитанные на токи от 750 до 3 000 *а*. Могут также применяться реакторы со стальным сердечником и индивидуальные реакторы, включенные в цепь каждого агрегата.

В зарубежной практике имеются случаи, когда при шестифазном выпрямлении дополнительно устанавливаются резонансные шунты на 150 *гц* и не устанавливаются шунты на 1 200 *гц*. Целью установки первых из них является снижение величин гармоник 150 *гц*, которые могут появляться при переходе агрегатов в трехфазный режим выпрямления и нарушать работу устройств связи и СЦБ.

В процессе эксплуатации периодически следует проверять правильность работы фильтров. Для этой цели на подстанциях устанавливают специальные приборы для контроля их действия.

Кроме того, на подстанциях должны устанавливаться сигнализаторы перехода агрегатов в трехфазный режим и прекращения работы отдельных их вентилей. Признаком нарушения нормальной работы фильтров является также резкое увеличение шума в устройствах связи, линии которых имеют сближение с контактной сетью электрической железной дороги. Если не представляется возможным сразу определить, на какой из питающих тяговых подстанций произошло нарушение нормальной работы фильтра, то производят последовательно отключение отдельных подстанций с одновременным прослушиванием мешающего влияния в устройствах связи. Последнее резко снижается при отключении подстанции, где нарушена нормальная работа фильтра.

Наиболее частой причиной нарушения работы фильтров является перегорание плавких предохранителей в шунтах. Причиной нарушения нормальной работы фильтров могут также быть значительные изменения частоты в питающей сети и т. д.

Наряду с установкой фильтров на тяговых подстанциях защитные мероприятия проводятся и в устройствах проводной связи.

К этим мероприятиям относятся перекладка проводов воздушных линий связи с крюков на траверсы и увеличение числа скрещиваний проводов, что позволяет снизить коэффициент чувствительности телефонных цепей к помехам. Кроме того, осуществляется частичный, а в отдельных случаях полный относ линий связи от полотна железной дороги. Практика показывает, что относ линий связи на расстояние 25—30 *м* обычно позволяет снизить помехи в телефонных цепях до допустимых величин. Перечень этих мероприятий устанавливается при проектировании на основании соответствующих технико-экономических расчетов.

Для обеспечения качественной связи на дорогах с электрической тягой особое значение имеет тщательное содержание устройств связи в эксплуатации. Требования, предъявляемые в этом отношении, в основном сводятся к следующему. Сопротивление изоляции каждого провода телефонной цепи по отношению к земле в сырую погоду не должно быть меньше 2 *мгом* на 1 *км*, при этом разница в сопротивлении изоляции прямого и обратного проводов не должна превышать 30%. Сопротивления постоянному току прямого и обратного проводов телефонной цепи на усилительном участке не должны отличаться друг от друга более чем на 2 *ом* для медных и биметаллических цепей и 5 *ом* для стальных цепей.

В практике ряда зарубежных стран (Чехословакия, Франция и др.) широкое применение на участках, электрифицированных на постоянном токе, находят кабельные линии связи взамен воздушных.

Необходимо отметить, что, наряду с хорошей защищенностью устройств проводной связи от влияния электрической тяги на по-

стоянном токе при кабельных линиях, последние имеют много других важных преимуществ, основными из которых являются полная независимость от метеореологических воздействий, высокое качество связи, весьма редкая повреждаемость и меньшие эксплуатационные расходы. Кроме того, применение кабельных линий связи позволяет организовать любое практически необходимое для нужд железнодорожного транспорта число каналов связи, при этом использование меди в кабелях значительно более эффективно, чем при воздушных линиях.

При применении кабельных линий связи на дорогах постоянного тока сглаживающих устройств на тяговых подстанциях, как правило, не устанавливают.

4. ЗАЩИТА УСТРОЙСТВ ПРОВОДНОЙ СВЯЗИ ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГЕ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

При электрической тяге на переменном токе опасные и мешающие воздействия на устройства проводной связи значительно выше, чем при электрической тяге на постоянном токе; мешающие воздействия особенно велики при применении электроподвижного состава однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями, так как в этом случае в кривой тягового тока имеется значительное содержание высших гармоник.

При этих условиях сохранение воздушных линий связи, проходящих вдоль железной дороги, потребовало бы их относа на значительное расстояние. Проведенные расчеты показывают, что для защиты от опасных электромагнитных влияний воздушную линию связи необходимо отнести от полотна железной дороги на расстояние 1 *км* и более, а для защиты от мешающих влияний — на 600—800 *м* при электровозах с машинными преобразователями (при синусоидальной форме кривой тягового тока) и на 2 *км* и более при электровозах с ионными преобразователями.

Если относ на такие расстояния может быть осуществлен в ряде случаев воздушных линий Министерства связи и других ведомств, то для линий железнодорожной связи это неприемлемо, так как в этом случае потребовалось бы сооружение от главной воздушной линии, расположенной на большом расстоянии от железной дороги, воздушных линий связи на шлейфах к зданиям станций и разъездов, к путевым казармам, домам путевых обходчиков, будкам дежурных по переездам. Это вызвало бы значительное увеличение затрат на реконструкцию устройств проводной связи и сильно осложнило бы их эксплуатацию.

Имеются и другие способы снижения влияния электрической тяги на переменном токе на устройства проводной связи при воздушных линиях. В частности, на железных дорогах Швеции с этой целью широко используются отсасывающие трансформаторы, схемы включения которых показаны на рис. 209.

При включении отсасывающих трансформаторов по схеме *а* снижается величина тока, протекающего через грунт, и увеличивается тяговый ток, протекающий по рельсам, что приводит к увеличению экранирующего действия последних и снижению продольной э. д. с., которая наводится в линии связи в результате магнитной индукции.

При схеме *б* отсасывающие трансформаторы принудительно заставляют тяговый ток возвращаться через обратный провод, не давая ему протекать через землю. Таким образом, в этом случае вместо несимметричной линии электропередачи «провод—земля» получаем значительно более симметричную систему «провода контактной сети — обратный провод», которая оказывает меньшее влияние на устройства проводной связи.

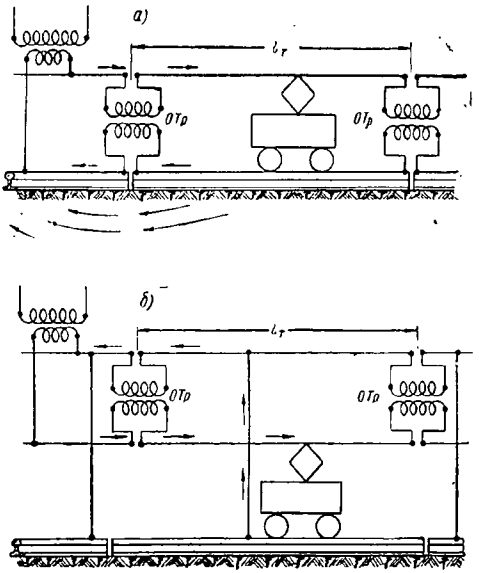


Рис. 209. Схемы включения отсасывающих трансформаторов

При установке отсасывающих трансформаторов на расстоянии 4 *км* друг от друга при электрической тяге на переменном токе промышленной частоты продольная э. д. с., индуктируемая в проводах воздушных линий связи, может быть снижена примерно в 2 раза, а при применении обратного провода (схема *б* рис. 209) — примерно в 50 раз.

Однако применение отсасывающих трансформаторов, мощностью около 500 *ква* каждого, и обратного провода связано со значительными дополнительными капиталовложениями и затратами цветного металла. Кроме того, при применении отсасывающих трансформаторов в них возникают значительные потери электроэнергии, достигающие 5—10% общего количества электроэнергии, потребляемой электроподвижным составом, а также возникают значительные трудности при осуществлении защиты устройств электрической тяги от токов короткого замыкания. Поэтому защита при помощи отсасывающих трансформаторов нецелесообразна. За последнее время на ряде участков железных дорог Швеции осуществлено каблирование линий связи взамен использования отсасывающих трансформаторов.

При необходимости защиты воздушной линии связи от опасного электрического влияния контактной сети последняя может быть

осуществлена подвеской на опорах контактной сети провода обратного напряжения. В этот провод при помощи специальных вспомогательных трансформаторов T_{p2} и T_{p3} подают напряжение, которое сдвинуто по отношению к напряжению в контактном проводе на угол 180°. Величина напряжения в обратном проводе может изменяться при помощи потенциометра. Принципиальная схема питания тяговой сети и включения провода обратного напряжения показана на рис. 210. Величина напряжения в последнем может быть подобрана таким образом, что результирующий потенциал в проводе связи $(\dot{E}_э + \dot{E}'_э)$, наводимый вследствие электрической индукции про-

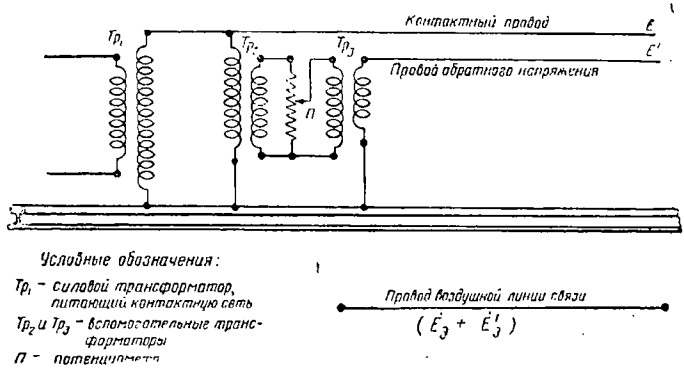


Рис. 210. Принципиальная схема питания тяговой сети и включения провода обратного напряжения

водами контактной сети и проводом обратного напряжения, имеющими потенциалы $\dot{E}$ и E', практически может быть сведен почти к нулю. Как указывалось ранее, при принимаемой обычно ширине сближения a потенциал $E_э$, который наводится в проводах связи в результате электрической индукции, значительно меньше продольной э. д. с. $E_м$ и им обычно можно пренебрегать. В связи с этим применение провода обратного напряжения может быть оправдано только в отдельных редких случаях.

Наиболее эффективным средством защиты устройств проводной связи от опасного и мешающего воздействий электрической тяги на переменном токе в настоящее время является применение кабельных линий связи вместо воздушных.

В связи с тем, что кабель связи прокладывается в земле, его жилы полностью защищены от электрического поля, т. е. отсутствует влияние вследствие электрической индукции.

Очень важное качество кабельных линий связи — это значительное снижение продольной э. д. с. $E_м$ вследствие экранирующего действия оболочки кабеля, состоящей из свинцового или алюминиевого покрова и броненеты. Это действие заключается в следующем. В результате магнитной индукции как в оболочке кабеля, так и в его жилах возникают продольные э. д. с. $E_{об}$ и

$E_{ж}$, величина которых может быть найдена из уравнения (185). По отношению к тяговой сети коэффициенты взаимоиндукции оболочки кабеля $M_{к-об}$ и жил кабеля $M_{к-ж}$ практически равны между собой и поэтому $E_{ж} \approx E_{об}$. Оболочка кабеля через некоторые расстояния заземлена. В связи с этим под действием продольной э. д. с. $E_{об}$ в оболочке кабеля протекает ток, который индуктирует в его жилах э. д. с. $E'_{ж}$. Результирующая продольная э. д. с. $E_{рез}$ в жилах кабеля определяется как геометрическая сумма продольных э. д. с. $E_{ж}$ и $E'_{ж}$. Эта результирующая продольная э. д. с. приближенно может быть найдена из следующего соотношения:

$$E_{рез} = E_{ж} \frac{R_{об}}{\sqrt{R_{об}^2 + (2\pi f L_{об})^2}} = E_{ж} k, \qquad (194)$$

где $R_{об}$ — активная составляющая сопротивления оболочки кабеля в *ом/км*;

$L_{об}$ — индуктивность оболочки кабеля в *гн/км*.

Отношение $\frac{R_{об}}{\sqrt{R_{об}^2 + (2\pi f L_{об})^2}} = k$, которое характеризует степень уменьшения продольной э. д. с. в жилах кабеля вследствие экранирующего действия его оболочки, называют коэффициентом защитного действия оболочки кабеля. Коэффициент k тем ниже, чем меньше $R_{об}$ и больше $L_{об}$. Величина $R_{об}$ снижается с увеличением емкости кабеля, т. е. с увеличением его диаметра или соответственно площади поперечного сечения оболочки. Снижение $R_{об}$ и соответственно коэффициента k увеличением толщины оболочки связано с повышением расхода металла. Поэтому наиболее целесообразно снижать коэффициент k увеличением индуктивности оболочки кабеля $L_{об}$, что может быть достигнуто за счет применения броневых лент из специальной стали с повышенной магнитной проницаемостью.

Величина коэффициента k зависит от частоты и уменьшается с увеличением последней. Для современных кабелей связи, имеющих броню из стали с повышенной магнитной проницаемостью, коэффициент k равен примерно 0,1, т. е. использование таких кабелей позволяет снизить продольную э. д. с. в 10 раз. При определении опасных и мешающих напряжений, которые наводятся в устройствах связи при кабельных линиях, необходимо результаты, полученные из уравнений (185) и (188), умножить на коэффициент защитного действия оболочки кабеля k. При кабельных линиях величина мешающего напряжения снижается еще дополнительно благодаря тому, что в этом случае коэффициент чувствительности телефонных цепей к помехам η значительно ниже, чем при воздушных линиях, как это видно из данных табл. 42.

Нашей промышленностью разработан ряд типов магистрального кабеля связи со свинцовой и алюминиевой оболочкой, специально

предназначенных для укладки на дорогах, электрификация которых будет осуществляться на переменном токе. Емкость этих кабелей достаточна для обеспечения всех видов железнодорожной связи. Кроме того, в кабелях предусмотрены специальные жилы для обеспечения работы устройств СЦБ и телеуправления объектами энергоснабжения электрифицированной железной дороги.

Один из типов такого кабеля показан на рис. 211. Этот кабель имеет 15 четверок с жилами диаметром 1,05 *мм* со стирофлексно-кордельной изоляцией, свинцовую оболочку и броню с повышенной магнитной проницаемостью.

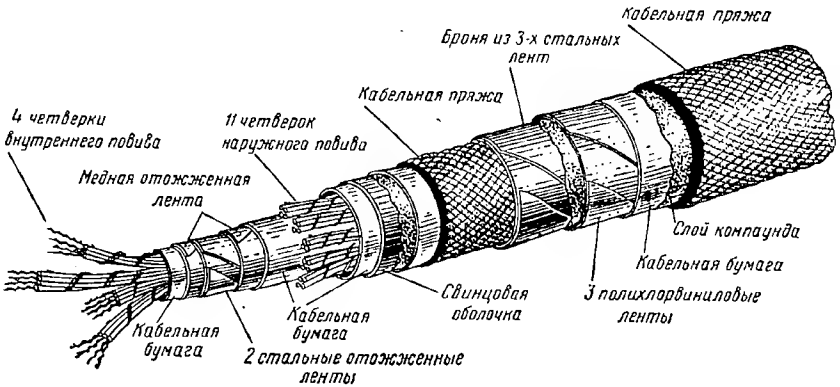


Рис. 211. Конструкция магистрального кабеля связи типа МКСОМБ 15×4×1,05

Укладка одного кабеля может обеспечить потребности в связи как железнодорожного транспорта, так и других ведомств, линии связи которых проходят вдоль полотна железной дороги.

Более широкое применение высокочастотного уплотнения жил кабеля путем разработки и использования новых систем специальных видов железнодорожной связи и т. д. позволит в дальнейшем снизить число жил в кабеле связи и соответственно сократить его стоимость и затраты цветного металла.

Увеличение норм максимально допустимых опасных напряжений потребует установки в телефонных цепях изолирующих трансформаторов и проведения ряда других мероприятий для обеспечения безопасности абонентов и обслуживающего персонала.

Воздушные линии связи, которые не подлежат каблированию и находятся в зоне влияния тяговой сети электрической железной дороги переменного тока, должны быть отнесены от ее полотна на расстояние, при котором опасное напряжение между землей и любым проводом не будет превышать установленных норм.

В перспективе на электрических железных дорогах переменного тока смогут получить применение специальные системы радиорелейной связи, при которых обеспечивается хорошая защищенность

устройств связи и отпадает необходимость в наличии линий проводной связи, проходящих вдоль железной дороги. В этом случае следует ожидать, что капиталовложения и затраты цветного металла на реконструкцию устройств связи будут меньше, чем при применении кабельных линий.

Вопросы для повторения

1. Что понимается под опасным и мешающим воздействием электрической тяги на устройства проводной связи?
2. Как изменяется звуковое воздействие на человеческое ухо в зависимости от частоты тока, протекающего через телефонную трубку, и способ учета этого изменения?
3. Как осуществляется защита устройств связи при электрической тяге на постоянном токе?
4. Как осуществляется защита устройств связи при электрической тяге на переменном токе?

Глава XIII

РАДИОПОМЕХИ, СОЗДАВАЕМЫЕ УСТРОЙСТВАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ, СНИЖЕНИЕ И ПОДАВЛЕНИЕ ЭТИХ ПОМЕХ

1. ЗНАЧЕНИЕ БОРЬБЫ С РАДИОПОМЕХАМИ И ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В СССР широкое распространение получили средства радиосвязи, радиовещания и телевидения, которые имеют огромное значение в политической, культурной и хозяйственной жизни нашей страны. Использование этих средств становится все более массовым. Непрерывно проводятся работы по усовершенствованию средств радиосвязи, радиовещания и телевидения, повышению надежности и качества их работы. При решении этой проблемы одной из важнейших задач, имеющей большое государственное значение, является борьба с радиопомехами.

Источники радиопомех весьма разнообразны. Наиболее интенсивны индустриальные радиопомехи, которые создаются при работе различных электрических установок. Эти помехи, особенно в городах, имеют иногда настолько высокий уровень, что сильно затрудняют или даже совсем исключают возможность приема радиовещательных станций и телевизионных передач, а также могут нарушать работу коммерческой радиосвязи.

Для создания наиболее благоприятных условий для приема радио- и телепередач, т. е. для обеспечения в месте приема лучшего соотношения между полезным сигналом и помехой, проводятся работы как по снижению и подавлению индустриальных радиопомех, так и по усовершенствованию радиопередающих и радиоприемных устройств.

В последнем случае защита приема от радиопомех осуществляется путем: повышения мощности излучения передающих станций (повышение уровня полезного сигнала), улучшения схем приемных устройств, применения направленных и антишумовых антенн, использования сетевых фильтров, устройства направленных радиостанций и т. д. Весьма широкое развитие получает радиовещание на ультракоротких волнах, которое менее подвержено воздействию помех, при этом применяется частотная модуляция, позволяющая улучшить качество передачи и повысить помехоустойчивость. Эти

мероприятия могут дать требуемый эффект только при одновременном снижении и подавлении индустриальных радиопомех.

К индустриальным радиопомехам относятся радиопомехи, создаваемые электрическим транспортом (электрические железные дороги, трамвай и троллейбус), которые по своей интенсивности могут быть весьма значительными. В связи с широким применением электрической тяги на железнодорожном транспорте важной задачей является снижение и подавление радиопомех, создаваемых при работе электроподвижного состава и других устройств электрических железных дорог.

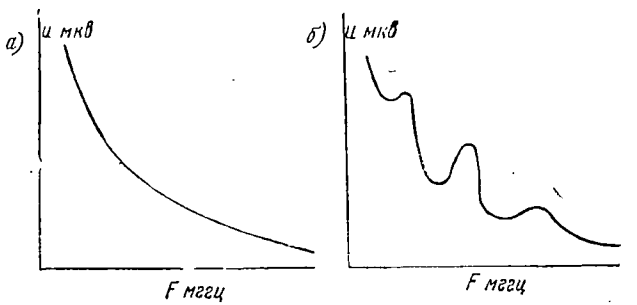


Рис. 212. Зависимость уровня поля радиопомех от частоты

Радиопомехи возникают вследствие высокочастотных колебаний, происходящих при резких изменениях тока и напряжения в электрических цепях. Эти изменения связаны главным образом с искрением и дуговыми процессами.

В устройствах электрических железных дорог радиопомехи возникают вследствие неустойчивого контакта между токоприемником и контактным проводом, искрения между щетками и коллекторами тяговых двигателей и вспомогательных машин, пульсации их магнитного потока вследствие зубчатой формы якоря, дуговых процессов при включении и отключении контакторов и быстродействующих выключателей, коммутационных процессов в ртутных выпрямителях, особенно имеющих сеточное управление, частичных разрядов на поверхности загрязненных изоляторов и т. д. Таким образом, отдельные элементы устройств электрической тяги могут генерировать в процессе их работы электромагнитные колебания обычно бесконечно большого количества частот, создавая непрерывный спектр помех, практически охватывающий весь диапазон, используемый для радиосвязи, радиовещания и телевидения. Однако уровень поля радиопомех неодинаков во всем этом диапазоне и уменьшается примерно обратно пропорционально частоте, как показано на рис. 212, *а*, т. е. наибольшие радиопомехи имеются в диапазоне длинных и средних волн. Практически на отдельных участках диапазона частот наблюдается увеличение уровня радиопомех,

часто весьма значительное, как это видно из рис. 212, *б*, которое объясняется явлением резонанса на этих частотах в электрической цепи источника помех.

Генерируемые таким образом токи диапазона радиочастот распространяются как по внутренней схеме электроподвижного состава и тяговых подстанций, так и по проводам контактной сети и питающих линий и воздействуют на антенны и провода заземления радиоприемных устройств через емкостную и индуктивную связь или путем непосредственного излучения, мешая приему полезных радиосигналов, излучаемых передающими радиостанциями.

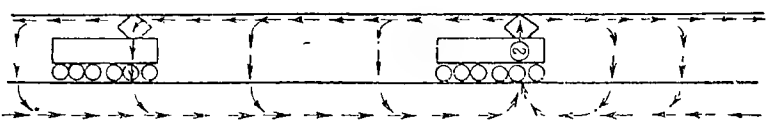


Рис. 213. Схема распространения радиопомех в тяговой сети

Токи помех, распространяясь по проводам контактной сети, возвращаются обратно к источнику радиопомех через землю, замыкаясь через распределенную емкость между проводами сети и землей, а также через схему других электровозов и моторных вагонов, находящихся на участке. Следовательно, провода контактной сети являются помехонесущими, т. е. по ним распространяются токи помех, воздействующие на антенны различных приемных радиоустройств.. При небольших расстояниях между помехонесущими проводами и антеннами (например антеннами пассажирских вагонов поездов) это воздействие в основном обусловливается наличием между ними емкостной связи. На рис. 213 показано схематически распространение токов радиопомех, генерируемых электровозом.

Практикой установлено, что радиопомехи, создаваемые электроподвижным составом, распространяясь по проводам контактной сети, хорошо принимаются всеми приемными устройствами, расположенными в непосредственной близости от помехонесущих проводов на расстоянии нескольких километров от источника радиопомех (до 5 *км* и более). В направлении, перпендикулярном контактной сети, дальность действия помех значительно меньше и может достигать 150—200 *м*. Если известно напряжение помех в вольтах между проводами контактной сети и землей $U_д$, то уровень поля помех E в *в/м* на некотором расстоянии от проводов может быть найден из следующего соотношения:

$$E = 0{,}32\, U_д\, d^{\,x}, \qquad (195)$$

где d — расстояние от измерителя помех до проводов в *м* и
x — показатель степени, равный 1,7 при частоте $f = 0{,}16$; 1,5 при $f = 0{,}5$ и 1,43 при $f = 1{,}4$ *мгц*.

Уравнение (195) достаточно хорошо соответствует опытным данным и позволяет при заданном напряжении радиопомехи в проводе или уровне поля на некотором одном расстоянии оценить величину помехи на требуемом расстоянии от проводов.

По характеру воздействия на приемные устройства (громкоговорители, телефоны) различают гладкие и импульсные радиопомехи. Первые из них вызывают непрерывный шум. Такого рода помехи могут возникать, например, при работе тяговых двигателей и вспомогательных машин электроподвижного состава. Импульсные радиопомехи прослушиваются в радиоприемных устройствах как отдельные щелчки и возникают, например, при включении и отключении контакторов, быстродействующих выключателей. При прочих равных условиях гладкие радиопомехи оказывают значительно большее мешающее воздействие, чем импульсные, вследствие кратковременности воздействия последних на ухо человека.

2. НОРМИРОВАНИЕ ДОПУСТИМЫХ ВЕЛИЧИН РАДИОПОМЕХ И ИХ ИЗМЕРЕНИЕ

Для обеспечения высококачественного приема необходимо, чтобы отношение напряжений полезного сигнала и радиопомех было не менее определенной величины. Это отношение устанавливается отдельно для каждого источника индустриальных радиопомех в зависимости от длительности и частоты повторяемости импульсов.

На основании результатов длительных исследований помех и проведения работ по их снижению и подавлению в СССР установлены нормы предельно допустимых индустриальных радиопомех, создаваемых различными источниками.

Эти нормы учитывают назначение, расположение и условия эксплуатации источников индустриальных радиопомех. Соблюдение установленных норм обеспечивает необходимое соотношение между полезным сигналом и радиопомехой в месте приема для высококачественного его осуществления.

Для электрических железных дорог в нормах указаны максимально допустимые уровни поля помех. Уровнем поля радиопомех называют максимальное из всех полученных на данной частоте показаний типового измерителя помех с его типовой антенной, который расположен на расстоянии от источника помех, указанном в нормах, при этом не допускается каких-либо пересчетов. Уровень поля радиопомех выражается в микровольтах (*мкв*). Согласно действующим нормам уровень поля радиопомех, создаваемых электроподвижным составом (при выпуске его с завода) и тяговыми подстанциями, при расположении измерительного прибора на расстояниях от них, указанных ниже, не должен превышать величин, приведенных в табл. 43.

Указанные в табл. 43 величины уровня поля радиопомех не должны превышаться при расположении измерительного прибора на расстоянии 25 *м* от оси пути или вертикальной проекции контакт-

Таблица 43

Значения максимально допустимого уровня поля радиопомех, создаваемых электроподвижным составом (при выпуске его с завода) и тяговыми подстанциями, в *мкв*

Диапазон частот в *мгц*	От 0,15 до 0,5	Выше 0,5 до 2,5	Выше 2,5 до 20	Выше 20 до 150	Выше 150 до 400
Максимально допустимый уровень поля радиопомех в *мкв*	100	50	20	50	50

ного провода. На участках, где железная дорога проходит в черте города, это расстояние снижается и должно быть равно 10 *м*. Приведенные нормы максимально допустимого уровня поля радиопомех должны выдерживаться при расположении измерителя помех на

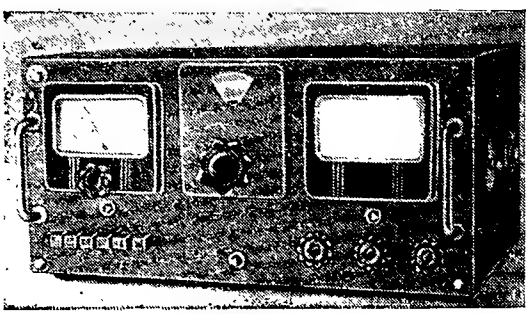


Рис. 214. Измеритель радиопомех типа ИП-12М

расстоянии 10 *м* от границы зданий тяговых подстанций при их размещении в населенных пунктах и на расстоянии 25 *м* при расположении подстанций вне населенных пунктов.

В условиях эксплуатации электрических железных дорог допускаются бóльшие значения суммарного уровня поля радиопомех, величины которого приведены в табл. 44.

Таблица 44

Значения уровня поля радиопомех, максимально допустимых в условиях эксплуатации электрических железных дорог, в *мкв*

Диапазон частот в *мгц*	От 0,15 до 0,5	От 0,5 до 2,5	От 2,5 до 20	От 20 до 150	От 150 до 400
Уровень поля радиопомех в *мкв*	250	100	500	200	200

Приведенные в табл. 44 значения уровня поля радиопомех даны при расположении измерительного прибора от оси пути или вертикальной проекции контактного провода на расстоянии 25 *м*, а при прохождении электрической железной дороги в черте города — 10 *м*.

Измерение величины уровня поля радиопомех производится специальными приборами, которые называются измерителями по-

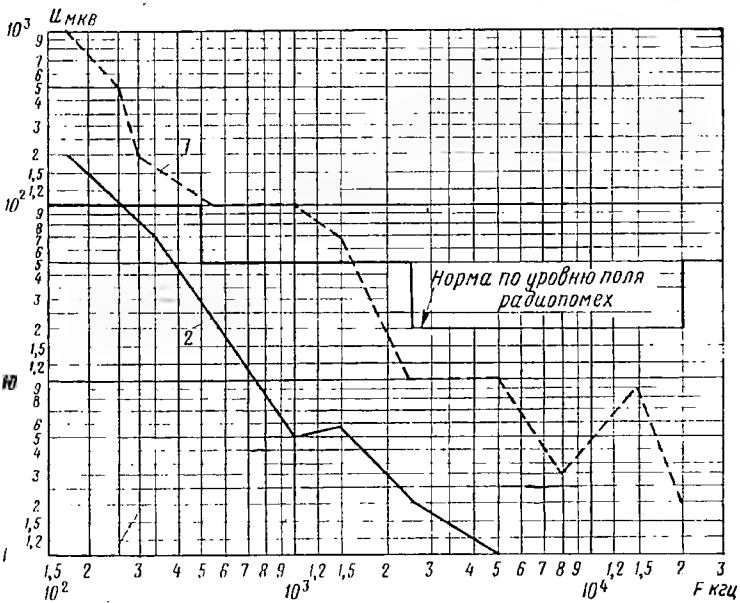


Рис. 215. Уровень поля радиопомех, создаваемых электровозом ВЛ22 при его движении на параллельном соединении тяговых двигателей

мех. На рис. 214 показан внешний вид измерителя помех типа ИП-12М, который представляет собой высокочастотный селективный микровольтметр, позволяющий измерять напряжения помех в пределах от 1 до 100 000 *мкв* в диапазоне частот от 0,16 до 20 *мгц*. Такие приборы позволяют измерять также напряжения радиопомех, т. е. составляющую напряжения высокой частоты между подходящими проводами и корпусом источника радиопомех или помехонесущими проводами и землей.

Измерение уровня поля радиопомех производится на разных частотах, при этом на каждой из них уровнем поля радиопомех считается максимальная величина напряжения из всех замеренных значений. На основании результатов измерений производится построение графика изменения уровня поля радиопомех в зависимости от частоты во всем обследуемом диапазоне. На рис. 215 в качестве примера показан подобный график для электровоза ВЛ22

при его движении на параллельном соединении тяговых двигателей и расстоянии измерителя помех от оси пути 30 (кривая 2) и 10 *м* (кривая *1*) для случая, когда на электровозе отсутствуют специальные устройства, предназначенные для снижения и подавления радиопомех. В целях удобства построение графиков обычно производится в логарифмическом масштабе. На график наносят также максимально допустимые значения уровня поля радиопомех, которые показаны ступенчатой линией на рис. 215. Это позволяет наглядно оценивать соответствие измеренных уровней помех установленным нормам.

3. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ И ПОДАВЛЕНИЯ РАДИОПОМЕХ

Снижение уровня радиопомех, которые возникают при работе электрифицированных железных дорог, в первую очередь должно обеспечиваться поддержанием в исправном состоянии устройств электрической тяги, так как в противном случае в эксплуатации они могут являться причиной увеличения или появления значительных радиопомех.

Для этого необходимо обеспечивать качественное состояние щеток и коллекторов тяговых двигателей и вспомогательных машин электроподвижного состава, принимать меры к улучшению плотности контактов для устранения возможности появления в них искрения.

Особое значение имеют мероприятия, направленные к снижению и устранению искрения между токоприемником и контактным проводом. Искрение в этом случае может явиться источником радиопомех, создаваемых устройствами электрической тяги. Искрение между токоприемниками и контактными проводами может быть во много раз снижено или вовсе устранено тщательным содержанием в эксплуатации контактной сети и пантографов электроподвижного состава. Для этого необходимо обеспечивать: правильную регулировку высотного положения контактных проводов и фиксаторов; отсутствие местных изгибов контактных проводов; необходимый уклон последних при подходе к местам снижения высоты подвески контактных проводов под искусственными сооружениями (тоннели, путепроводы, пешеходные мостики); поддержание постоянного и достаточного по величине натяжения в контактных проводах и т. д. Давление пантографов на контактный провод должно поддерживаться в строго установленных пределах. Необходимо принимать своевременно меры к очистке контактных проводов от гололеда. При образовании на контактных проводах гололеда и инея в необходимых случаях электровозы должны работать при двух поднятых пантографах.

Для обеспечения безыскрового токоснимания при высоких скоростях движения должна применяться контактная подвеска с рессорными струнами и сочлененными фиксаторами облегченного типа или двойная цепная подвеска. Хорошие результаты в этом отношении дает применение полностью компенсированной цепной подвески.

Резкое снижение радиопомех, возникающих при снимании тока с контактных проводов, может быть достигнуто применением угольных токоснимающих вставок. Переход с медных на угольные вставки позволяет снизить радиопомехи примерно в 10 раз. Одновременно с этим при угольных вставках обеспечивается хорошая полировка контактной поверхности проводов и значительно снижается их износ. Особенно эффективно применение угольных токоснимающих вставок при электрической тяге на однофазном токе, когда токи, снимаемые с контактного провода, значительно меньше.

Радиопомехи могут возникать вследствие частичных разрядов на поверхности изоляторов контактной сети при сырой погоде в случае их загрязнения. Поэтому необходимо в процессе эксплуатации своевременно производить чистку изоляторов, особенно на линиях со смешанной тягой.

Как показали исследования, проведенные Центральной лабораторией по борьбе с индустриальными радиопомехами (ЦЛИР), при соответствующем содержании устройств электрической тяги на дорогах постоянного тока не требуется проведения специальных мероприятий на выпрямительных тяговых подстанциях и контактной сети для обеспечения защиты от помех радиоприемных устройств, расположенных от оси электрифицированных путей на расстоянии 10 *м* и более.

Значительно больший уровень помех создают электровозы и электросекции. Как указывалось выше, источниками этих помех являются искрение между токоприемником и контактными проводами, тяговые двигатели, вспомогательные машины и коммутационная аппаратура.

Возникающие в результате работы тяговых двигателей высокочастотные колебания частично излучаются неэкранированными проводами, которые соединяют двигатели с коммутационной и пускорегулирующей аппаратурой, расположенной в кузове электровоза, и частично проникают через схему электровоза и токоприемник в провода контактной сети и излучаются ими. Величина помех, создаваемых двигателями вспомогательных машин электровоза, значительно меньше, так как последние расположены в кузове, который служит экраном.

При применении электровозов постоянного тока ВЛ22^{м} наибольшие радиопомехи имеются при движении электровоза резервом и на выбеге, а также при рекуперации энергии на максимальных скоростях. Поэтому указанные режимы работы могут являться исходными при проверке соответствия уровня поля радиопомех, возникающих при работе электровоза, действующим нормам предельно допустимых радиопомех.

Исследования, проведенные ЦЛИР, показали, что создаваемые электровозом постоянного тока величины уровня поля радиопомех при расстоянии 25 *м* от оси пути в подавляющем числе случаев не превосходят предельно допустимых величин, а при расстоянии 10 *м* значительно превышают их, что делает необходимым применение на

электровозах этого типа специальных мероприятий по снижению и подавлению возникающих радиопомех. Необходимость проведения этих мероприятий обусловливается также тем, что устройства радиосвязи находят все более широкое применение на самом железнодорожном транспорте (радиофикация пассажирских поездов, применение радиосвязи с движущимися поездами и т. д.).

Сопоставление результатов измерения уровня поля помех, создаваемых электровозом на расстоянии, предусмотренном нормами,

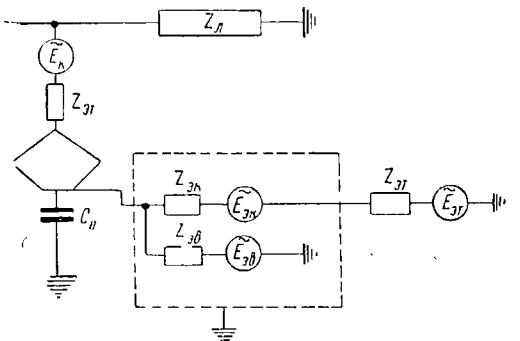


Рис. 216. Упрощенная эквивалентная схема электровоза постоянного тока

с соответствующими максимально допустимыми уровнями помех позволяет установить, во сколько раз на различных частотах необходимо подавить высокочастотное излучение, чтобы остаточный уровень поля помех удовлетворял бы действующим нормам. При отсутствии устройств помехоподавления на электровозах ВЛ22^м и расстоянии от оси пути 25 *м* уровень поля радиопомех превышает в отдельных случаях величины, установленные нормами, до 1,5—2,5 раза, а при расстоянии 10 *м* — до 50 раз. Особенно сильные помехи имеются в диапазоне частот 0,16 0,55 *мгц*, в котором они превышают величины, установленные нормами, при расстоянии от оси пути 10 *м* в 10—50 раз.

Для выяснения возможных путей снижения и подавления помех, возникающих при работе электровозов постоянного тока, рассмотрим эквивалентную схему электровоза. Эта схема, с точки зрения распространения радиопомех, может быть представлена как совокупность генераторов высокой частоты и высокочастотных сопротивлений. В упрощенном виде эквивалентная схема электровоза постоянного тока показана на рис. 216.

В этой схеме приняты следующие обозначения:

$E_к$ — э. д. с. помех, возникающих в месте скользящего контакта пантографа с проводом;

$E_{эт}$ — э. д. с. помех, возникающих при работе тяговых двигателей;

$E_{эк}$ — э. д. с. помех, создаваемых контакторными устройствами силовой цепи электровоза;

$E_{эв}$ — э. д. с. помех, создаваемых двигателями вспомогательных машин и контакторными устройствами вспомогательных цепей;

$z_л$ — высокочастотное сопротивление линии, равное обычно 50—500 *ом*;

$z_{э_1}$ — внутреннее высокочастотное сопротивление контакта: токоприемник — контактный провод;

$z_{эк}$ — то же контакторных устройств силовой цепи;

$z_{эт}$ — то же тяговых двигателей;

$z_{эв}$ — то же двигателей вспомогательных машин и контакторных устройств вспомогательных цепей и

$C_п$ — емкость между пантографом и кузовом электровоза, равная примерно 500 *пикофарад*.

Элементы эквивалентной схемы, размещенные в кузове электровоза, который служит экраном, на рис. 216 обведены пунктирной линией.

Найти расчетным путем величины высокочастотных сопротивлений отдельных элементов эквивалентной схемы и электровоза в целом не представляется возможным. Поэтому они определяются соответствующими измерениями. Величина высокочастотных сопротивлений зависит от частоты. Поэтому их определение производится на разных частотах, охватывающих весь рассматриваемый диапазон частот.

Выше отмечалось, что основным источником помех являются: искрение между токоснимающей вставкой пантографа и контактным проводом ($E_к$) и э. д. с. помех, возникающая при работе тяговых двигателей и контакторных устройств силовой схемы электровоза ($E_{эт}$ и $E_{эк}$).

Снижение уровня поля помех, создаваемых э. д. с. $E_к$, может быть достигнуто: а) улучшением токоснимания и б) увеличением высокочастотного сопротивления электрической цепи этого источника помех. Первый из этих путей был уже рассмотрен выше.

Для увеличения высокочастотного сопротивления схемы электровоза токам радиопомех между пантографом и входом схемы последовательно включается дроссель L, как показано на рис. 217. Между дросселем L и входом схемы подключается емкость помехоподавления C, вторая обкладка которой соединена с кузовом электровоза. Дроссель L и емкости C и $C_п$ образуют фильтро-пробку, этот фильтр-пробка настраивается на диапазон частот, в котором имеются наибольшие помехи (при электровозах ВЛ22^м на 0,16—0,55 *мгц*). Кроме того, дроссель L шунтируется подстроечной емкостью C_1. Применение описанной схемы помехоподавления позволяет значительно повысить высокочастотное сопротивление схемы электровоза в нужном диапазоне частот и соответственно снизить уровень поля помех, возникающих как вследствие искрения при токосъеме с контактного провода, так и при работе тяговых двигателей и

контакторных устройств электровоза. Описанная основная схема помехоподавления на электровозах постоянного тока разработана и предложена ЦЛПР совместно с Новочеркасским электровозостроительным заводом. Для электровозов ВЛ22м дроссель рассчитан на рабочий ток 660 *а* и имеет индуктивность 400 *мкгн*, а емкость $C = 0{,}16$ *мкф*.

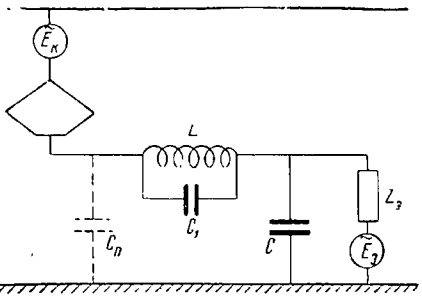


Рис. 217. Принципиальная схема помехоподавления для электровоза постоянного тока

Тяговые двигатели электровоза размещены вне его кузова и соединены с пускорегулирующей и коммутационной аппаратурой, расположенной в высоковольтной камере, относительно длинными неэкранированными проводниками. Таким образом, последние являются открытой антенной, излучающей помехи на высоте до 2 *м*. В связи с этим применение в данном случае только одной описанной основной схемы помехоподавления еще не даст требуемого эффекта, а радиопомехи, возникающие при работе тяговых двигателей, сильно прослушиваются в диапазоне частот 0,16—0,55 *мгц*. Поэтому на электровозах ВЛ22м дополнительно применена емкостная блокировка якорных зажимов тяговых двигателей. Емкость блокирующих конденсаторов в этом случае составляет примерно 1 *мкф*. Схема включения блокирующих конденсаторов показана на рис. 218.

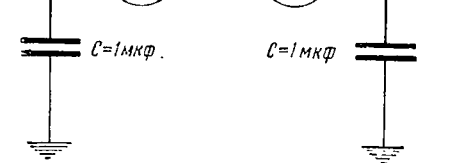


Рис. 218. Принципиальная схема емкостной блокировки тяговых двигателей электровоза

Как показали результаты проведенных исследований, применение описанной системы помехоподавления на электровозе ВЛ22м позволяет значительно снизить уровень поля помех и привести его в соответствие с требованиями действующих норм.

К конденсаторам и катушкам индуктивности (дросселям), которые используются в помехозащитных устройствах, предъявляются специальные требования.

Катушки индуктивности должны иметь возможно малую собственную емкость, чтобы токи радиопомех, перетекающие через эту емкость, были минимальными. Конденсаторы должны иметь по возможности меньшую индуктивность в диапазоне радиочастот (от 0,15 до 60 *мгц*), чтобы сопротивление цепи, образуемое конденса-

тором на этих частотах, было минимальным. Для этого при монтаже конденсаторов любой конструкции необходимо избегать соединительных проводников, т. е. производить включение конденсаторов не по схеме *а*, а по схеме *б*, которые показаны на рис. 219. Значительное снижение индуктивности цепи может быть достигнуто при применении конденсаторов со специальной конструкцией выводов. На рис. 220 схематически показана конструкция такого конденсатора. Токонесущий вывод в этом случае заведен в кожух конденсатора, что исключает влияние индуктивности внешних и внутренних соединительных проводников, которая имеется при применении конденсаторов обычной конструкции.

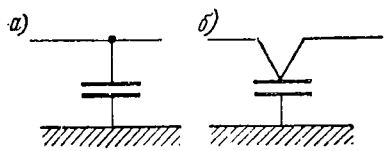


Рис. 219. Схема включения защитного конденсатора:
а — неправильная; *б* — правильная

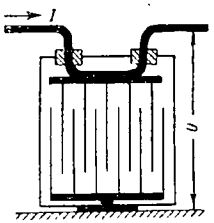


Рис. 220. Схема конденсатора с токонесущим проводом, заведенным в кожух

Описанная система помехоподавления применительно к электровозам ВЛ22^{м} остается в силе и для других типов электровозов и электросекций постоянного тока. В каждом случае должны только отдельно устанавливаться параметры дросселя и конденсаторов, входящих в схему в соответствии с требуемой степенью подавления радиопомех, величиной рабочего тока и значением внутреннего высокочастотного сопротивления. Описанная система помехоподавления принципиально может быть использована и на электроподвижном составе однофазно-постоянного тока с ионными преобразователями. В этом случае дополнительно устанавливаются блокирующие конденсаторы на анодах вентилей выпрямительной установки.

Согласно действующим положениям заводы промышленности обязаны поставлять электроподвижной состав и другое электротяговое оборудование комплектно с помехозащитными устройствами. Задача работников электрифицированных железных дорог — обеспечить нормальную работу системы помехоподавления в условиях эксплуатации.

На трамвайных тяговых сетях для снижения радиопомех также применяются конденсаторы емкостью от 0,5 до 1 *мкф*, которые включаются между контактным проводом и рельсами на расстоянии 30—70 *м* друг от друга (на каждой опоре или через опору). Опыт показал, что применение таких конденсаторов позволяет снизить уровень поля помех при проходе трамвая мимо приемной антенны от 1,5 до 5 раз, т. е. эффективность действия подобной защиты в этом

случае сравнительно невелика. По мере удаления вагона от приемной антенны уровень помех резко снижается, и последние практически полностью исчезают при удалении вагона на расстояние 3—4 блокировок (100—150 *м*) от приемного устройства. На железных дорогах с электрической тягой это мероприятие в настоящее время не применяется из-за высокой стоимости высоковольтных конденсаторов. Однако в дальнейшем указанное мероприятие может быть использовано в отдельных случаях в местах прохождения электрической железной дороги через крупные населенные пункты или когда предъявляются специальные повышенные требования к снижению и подавлению радиопомех.

Вопросы для повторения

1. Какие причины вызывают появление радиопомех при работе устройств электрической тяги?
2. Как осуществляется борьба с радиопомехами и их мешающим воздействием на радиоприемные устройства?
3. Как производится измерение радиопомех и каковы их максимально допустимые значения?
4. Какие требования предъявляются к содержанию в условиях эксплуатации устройств электрической тяги для снижения создаваемых ими радиопомех?
5. Как осуществляется помехоподавление на электровозах и электросекциях?

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Введение 3

Глава I. Общие вопросы энергоснабжения электрических железных дорог

1. Общие схемы энергоснабжения электрических железных дорог . . 8
2. Схемы питания тяговых подстанций 11

Глава II. Системы электрической тяги

1. Применяемые системы электрической тяги и основные этапы их развития 14
2. Особенности системы электрической тяги постоянного тока . . . 20
3. Электрическая тяга на однофазном токе промышленной частоты и и перспективы ее применения при электрификации железных дорог в СССР 22

Глава III. Первичная часть системы энергоснабжения

1. Общие сведения 26
2. Краткие сведения об электрических станциях 28
3. Схемы коммутации электрических станций и подстанций их основное оборудование 40
4. Графики нагрузок электрических установок 51
5. Линии электропередачи 63

Глава IV. Аппаратура электростанций и подстанций, релейная защита установок переменного тока и заземляющие устройства

1. Аппаратура электростанций и подстанций 94
2. Релейная защита установок переменного тока 117
3. Заземляющие устройства 129

Глава V. Тяговая часть системы энергоснабжения

1. Тяговые подстанции 137
2. Тяговая сеть, ее питание и секционирование 168

Глава VI. Электрический расчет устройств энергоснабжения электрических железных дорог

1. Содержание и методы электрического расчета 195
2. Основные характеристики элементов и параметры тяговых сетей . 198
3. Метод электрического расчета, основанный на графике движения поездов 205
4. Упрощенные методы электрического расчета по средним размерам движения 231
5. Расчет проводов контактной сети на нагревание 269

Глава VII. Защита устройств электрической тяги от токов короткого замыкания и перегрузок

1. Общие сведения 283
2. Защита от токов короткого замыкания и перегрузок при электрической тяге на постоянном токе 284
3. Защита от токов короткого замыкания и перегрузок при электрической тяге на переменном токе 299

Глава VIII. Экономические расчеты системы энергоснабжения

1. Общие положения методики экономического расчета 301
2. Определение экономического сечения проводов контактной сети . 303
3. Выбор размещения тяговых подстанций 311
4. Особенности экономических расчетов при электрической тяге на переменном токе 318

Глава IX. Вопросы проектирования устройств энергоснабжения электрических железных дорог

1. Основные требования 320
2. Порядок проектирования 323
3. Приближенный метод определения основных параметров устройств энергоснабжения электрических железных дорог 328

Глава X. Прохождение тяговых токов по рельсовому пути и защита подземных сооружений от электрокоррозии

1. Прохождение токов по рельсам и блуждающие токи 340
2. Интенсивность электрокоррозии металлов 342
3. Коррозионные повреждения металлических подземных сооружений и основные меры их защиты 344
4. Дополнительные меры защиты подземных металлических сооружений 349
5. Осуществление защитных мероприятий и контроль эффективности защиты в эксплуатации 358

Глава XI. Перенапряжения и защита от них устройств электрической тяги

1. Параметры атмосферных перенапряжений 361
2. Изоляция устройств электрической тяги 364
3. Способы защиты электротяговых устройств от перенапряжений . 367

Глава XII. Влияние электрической тяги на устройства проводной связи и их защита

1. Общие положения 374
2. Определение опасного и мешающего воздействий и их допустимые величины 375
3. Защита устройств проводной связи при электрической тяге на постоянном токе 382
4. Защита устройств проводной связи при электрической тяге на переменном токе 388

Глава XIII. Радиопомехи, создаваемые устройствами электрической тяги, снижение и подавление этих помех

1. Значение борьбы с радиопомехами и основные определения 394
2. Нормирование допустимых величин радиопомех и их измерение . 397
3. Методы снижения и подавления радиопомех 400

Алексей Владимирович Воронин
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Обложка художника *А. М. Азерского*

Технический редактор *П. А. Хитров* Корректор *О. Н. Ходкевич*

Сдано в набор 21/IV 1958 г. Подп. к печ. 2/VII 1958 г. Формат бумаги 60×92/16
Печ. листов 25,5. Бум. листов 12,75. Уч.-изд. л. 27,1 Т06915. Тираж 10000.
ЖДИЗ 52241. Зак. тип. 411. Цена 9 р. 50 к. Переплет 1 р.
ТРАНСЖЕЛДОРИЗДАТ Москва, Басманный туп., 6а

1-я типография Трансжелдориздата МПС. Москва, Б. Переяславская, 46.

10 р. 50 к.